création de la valeur

Rapport annuel 98 99

La Société d'énergie du Nouveau-Brunswick

Énergie NB Power

À la centrale de Point Lepreau, le réacteur CANDU 6 de 635 MW produit de l'électricité à un bon prix et fournit jusqu'à 30 % de la puissance d'Énergie NB. Sur le plan des performances opérationnelle et environnementale ainsi que du rendement financier de la Société, la centrale constitue une valeur importante.

nucléaire

services d'entreprise

L'unité de Services d'entreprise englobe les groupes suivants : Systèmes de renseignements commerciaux; Finances; Planification d'entreprise; Télécommunications; Environnement; Ressources humaines et Administration; Ingénierie et Services techniques; Affaires publiques et Services juridiques. Le rôle de cette unité consiste à épauler les autres unités commerciales et à leur fournir de l'orientation stratégique pour qu'elles produisent et livrent de l'énergie fiable, à faible coût.

transport et distribution

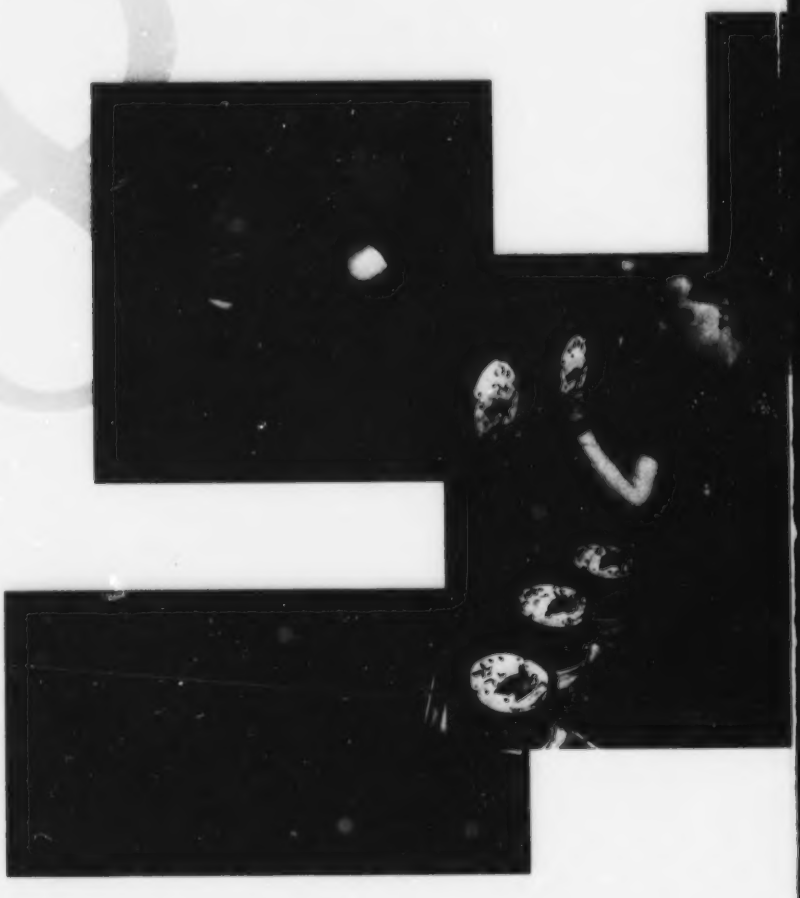
Le personnel, réparti dans cinq régions, gère 32 000 km de lignes de transport et 360 sous-stations et postes pour garantir la distribution fiable et sécuritaire d'électricité à quelque 340 000 abonnés desservis directement et indirectement. Le centre de conduite du réseau s'occupe du transport et de la distribution, effectue les transactions sur le réseau interconnecté et supervise la répartition de la production.

100-04316/

La Société d'énergie du Nouveau-Brunswick représente le plus important service public d'électricité du Canada atlantique. Société de la Couronne, elle a reçu le mandat légal de répondre aux besoins énergétiques de la province. Forte d'un solide dossier de réussites, Énergie NB a récemment parachevé sa réorganisation en unités commerciales distinctes. De plus, elle vise encore à devenir une entreprise plus efficace et plus axée sur sa clientèle.

production

Cette unité commerciale exploite un des parcs les plus diversifiés du monde : il compte quatorze centrales alimentées par l'énergie hydraulique, le charbon, le mazout et l'Orimulsion[md]. Ce réseau de centrales possède maintenant une puissance installée de 3 484 MW.



commercialisation et services à la clientèle

En plus de satisfaire et de fidéliser les abonnés, l'unité de Commercialisation et Services à la clientèle se concentre sur le contact direct avec l'abonné, le développement du marché, la gestion des comptes et les conseils en énergie. Afin de souscrire à la stratégie « Nos services à votre portée », elle utilise de prime abord différents moyens : l'augmentation de l'effectif des centres d'appels et l'adoption d'une nouvelle technologie de l'information axée sur les abonnés.

création de la valeur

Énergie NB fournit aux Néo-Brunswickois une énergie sécuritaire, fiable et économique. Elle crée aussi de la valeur pour le propriétaire, les abonnés et le personnel. Elle remplit ainsi son mandat légal « assurer la fourniture continue de l'énergie suffisante pour répondre aux besoins de la province, en permettre le développement futur et promouvoir l'économie et l'efficacité de la génération, de la distribution, de la fourniture, de la vente et de l'utilisation de l'énergie ».

Devant l'imminence de l'ère de la déréglementation, nous fixons des objectifs et des stratégies qui reflètent l'importance que nous accordons à notre positionnement à titre de fournisseur d'énergie privilégié dans un marché en développement.

C'est, entre autres moyens, en sachant tirer adroitement profit des occasions, en demeurant concurrentiel et en mettant l'accent sur un service sans cesse amélioré que nous accroissons notre valeur.

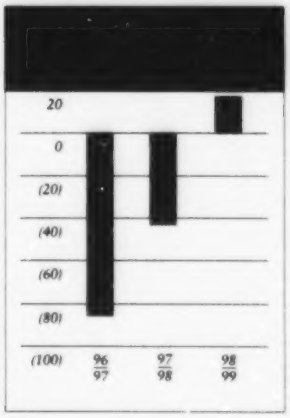
Pour le propriétaire
La province (la population du Nouveau-Brunswick), qui devrait profiter de notre succès.

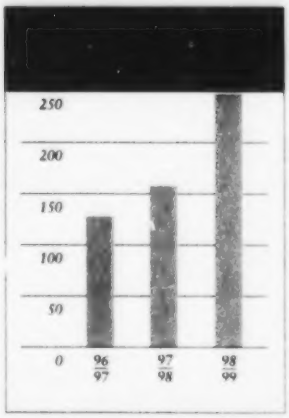
Pour les abonnés
Une partie prenante d'importance, qui compte beaucoup sur la fiabilité, la qualité et des tarifs abordables.

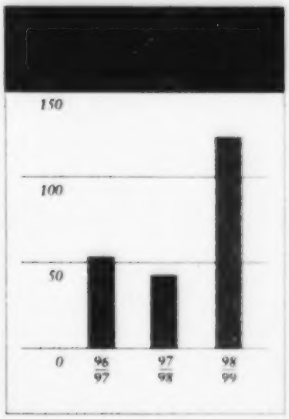
Pour le personnel
Les employés d'un organisme moderne et dynamique, qui permet la réalisation professionnelle et assure le contentement.

(en millions de dollars)	1998/99	1997/98	1996/97
Bénéfice (perte) avant transfert et radiation	**18 $**	(43)$	(87)$
Bénéfice (perte) avant radiation	**27 $**	(21)$	(19)$
Perte nette	**423 $**	21 $	19 $
Encaisse d'exploitation	**247 $**	163 $	129 $
Réduction de la dette nette	**123 $**	44 $	53 $
(Rapports et pourcentages)			
Marge d'exploitation	**30 %**	26 %	25 %
Encaisse d'exploitation/ dépenses en capital	**3,80x**	2,76x	1,87x
Dette/capital	**100 %**	89 %	89 %
Couverture de l'intérêt	**1,09x**[1]	0,93x	0,94x

[1] *Avant radiation de la charge reportée*







J'ai le plaisir de faire un rapport sur une année qui s'est révélée fructueuse et stimulante pour Énergie NB.

Le rendement de la Société en 1998-1999 fait état des progrès enregistrés à la suite de la création d'un service public d'électricité plus concurrentiel et axé sur les besoins des abonnés. Sur le plan de l'exploitation, nous assurons une production fiable et économique et nous continuons de perfectionner nos stratégies de commercialisation et de service. Sur le plan financier, un bénéfice net avant radiation et une réduction de la dette traduisent un rendement amélioré. Le passif de 450 millions relatif à la durée économique restante de la centrale de Point Lepreau, identifié au cours de l'exercice 1997-1998, a été éliminé du bilan au 31 mars 1999.

Évolution du secteur

Au cours de l'année, une commission d'enquête sur l'énergie – relevant de l'Assemblée législative – a étudié le secteur des services publics d'électricité au Nouveau-Brunswick, et a recommandé de passer avec transition du marché actuel au marché énergétique déréglementé. Ce comité a suggéré qu'un groupe d'intervenants élabore d'abord des lignes de conduite spécifiques pour la déréglementation et qu'ensuite un marché de production de gros concurrentiel s'instaure graduellement. Les aspects de cette question varieront selon la politique énergétique du gouvernement provincial.

Gaz naturel

Désireuse de tirer avantageusement parti du gaz naturel qui sera bientôt à nos portes, Énergie NB a établi des partenariats afin de redévelopper son infrastructure de production et de profiter au maximum de l'accès à la Nouvelle-Angleterre. La conversion d'une tranche au mazout en une tranche à cycle combiné au gaz, de concert avec Westcoast Energy, se poursuit. Nous avons aussi signé un protocole d'accord avec Tractebel pour le développement d'une centrale à cycle combiné au gaz sur le site de Belledune.

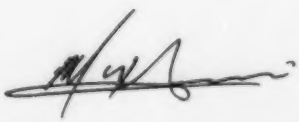
Régie de la Société

Je me réjouis à l'avance d'étudier avec le conseil d'administration d'Énergie NB ces questions et d'autres tout aussi intéressantes. MM. Bernard Cyr et Richard Tingley, deux nouveaux membres du conseil, ont soulevé des points de vue supplémentaires lors des délibérations. De plus, un comité du conseil examine la possibilité d'adopter, pour la régie de la Société, une approche élargie convenant à une société de la Couronne. Nous prévoyons aussi faire des rapports plus détaillés de la régie de la Société dans les rapport annuels futurs.

Je tiens à souligner la contribution du président du conseil d'administration sortant, M. Frank Wilson, au cours des trois dernières années. Sous sa présidence, j'ai pu directement constater le nouveau virage amorcé par Énergie NB et le début de sa réorganisation en vue d'un environnement changeant. Au nom des membres du conseil et du personnel, je tiens à remercier M. Wilson de son apport à Énergie NB.

En tant que président du conseil d'administration, je suis impressionné par la conscience professionnelle et l'enthousiasme dont fait preuve le personnel devant les changements affectant la Société et le secteur des services publics d'électricité. Les résultats positifs de 1998-1999 découlent de son travail acharné.

Le président du conseil d'administration,



Max Lewis

Je suis très encouragé par la nette amélioration des résultats d'exploitation de cet exercice. Avant la radiation d'une charge reportée de 450 millions attribuable à Point Lepreau, le bénéfice net se chiffrait à 27 millions, comparativement à une perte de 21 millions l'an dernier.

Si nous examinons le bénéfice net avant les virements d'un compte de réserve, l'amélioration continue reflète plus nettement. Ainsi, le bénéfice net de 18 millions enregistré cette année, par rapport à une perte de 43 millions l'an passé, représente une amélioration de 61 millions. Pour une dernière fois, nous avons effectué cette année un virement de 9 millions d'un compte de réserve; alors qu'il se chiffrait à 22 millions l'an dernier. Dorénavant, le bénéfice net représentera plus clairement les résultats réels d'exploitation – un pas vers une meilleure compréhension du rendement de la Société.

L'encaisse d'exploitation est passée de 163 millions l'an dernier à 225 millions cette année, ce qui nous a permis de réduire considérablement la dette, pour une troisième année de suite.

Le personnel d'Énergie NB devrait être très fier de ces résultats et je tiens à profiter de l'occasion pour le remercier de son apport au cours de l'année passée.

Radiation d'une charge reportée

À cause d'une réduction de la durée économique restante de la centrale de Point Lepreau, nous avions, au cours de l'exercice 1997-1998, identifié une charge reportée de 450 millions imputable à une portion irrécouvrable de la valeur comptable nette. Il avait alors été prévu que, au cours du prochain exercice, la Société définirait une nouvelle source de revenus permettant de recouvrer la charge reportée au cours d'un exercice ultérieur ou qu'elle éliminerait la charge reportée du bilan. Les discussions visant la définition de nouvelles sources de revenus n'ont pas été fructueuses. Cette radiation élimine pratiquement les capitaux propres.

Tarifs

La dernière augmentation des tarifs a eu lieu en octobre 1998, et nous n'en prévoyons aucune au courant de l'année. Même si la dette demeure beaucoup trop élevée, l'encaisse est toujours bonne.

Une responsabilisation accrue

En raffermissant notre structure, nous avons fait des progrès considérables au cours de l'année. Nous avons aussi réalisé un exploit essentiel : la convergence stratégique des buts et stratégies respectifs des unités commerciales avec ceux de la Société. Énergie NB est beaucoup plus efficace depuis qu'elle a adopté une structure morcelée en unités commerciales : les gestionnaires et le personnel ont une vision plus claire des prévisions de rendement et ils acceptent d'être tenus responsables des résultats.

Rendement de Point Lepreau

Pendant l'année, la centrale de Point Lepreau a connu un facteur de capacité de 84 %, comparativement à 66 % l'année précédente. Bien qu'elle demande encore beaucoup de travail, ces résultats nous stimulent.

Ventes à l'exportation

Les ventes à l'exportation atteignent leur plus haut niveau depuis plusieurs années et contribuent à la profitabilité annuelle. Nous prévoyons encore enregistrer de pareils résultats au cours de l'année.

Restructuration du secteur de l'électricité

La restructuration du secteur des services publics d'électricité nord-américain a pour conséquence la concurrence et le choix. La province étudie actuellement les possibilités de réorganisation de ce secteur au Nouveau-Brunswick. Partie intégrante de ce processus de révision, une commission d'enquête relevant de l'Assemblée législative a tenu des audiences publiques et reçu des mémoires de plusieurs personnes, groupes et sociétés, incluant Énergie NB.

Cette commission a recommandé que « la province poursuive sa politique délibérée de restructuration » et qu'elle « permette une transformation graduelle de sa structure monopoliste actuelle ». Elle a aussi ajouté « une transition planifiée aura moins d'effets perturbateurs sur les Néo-Brunswickois, elle accroîtra l'efficacité et la valeur pour tous les abonnés et offrira des occasions d'essor économique à la province ». Le gouvernement provincial a précisé qu'il mettra les recommandations de la commission en délibération lorsqu'il étudiera les possibilités de la politique énergétique.

Occasions d'affaires

L'accès au gaz naturel en provenance de l'île de Sable, prévu pour novembre 1999, créera des occasions d'expansion économique. Notre stratégie repose sur la valorisation optimale de nos infrastructures, au moyen de la production d'électricité (au gaz naturel) et de son transport vers des marchés en croissance.

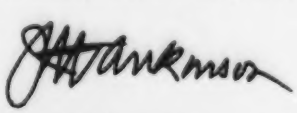
La Société a conclu une entente pour redévelopper son infrastructure de production à Courtenay Bay et à Belledune. Grâce à un partenariat avec Westcoast Energy, la conversion d'une tranche de la centrale au mazout de Courtenay Bay en une tranche à cycle combiné au gaz devrait être terminée en décembre 2000. Énergie NB fournit l'infrastructure sur le site; Westcoast Energy, le financement du projet. Énergie NB s'engage à acheter l'extrant pendant les mois d'hiver et laisse à Westcoast Energy la possibilité d'exporter de l'électricité aux États-Unis le restant de l'année. Nous avons signé un protocole d'accord avec Tractebel, une multinationale d'électricité et de gaz, pour explorer la question de l'implantation d'une centrale d'exportation à cycle combiné au gaz sur le site de Belledune, au nord du Nouveau-Brunswick. Ces centrales commerciales seraient avantageuses pour la Société sur plusieurs plans : les finances; l'exploitation; l'environnement, et ne constitueraient pas une nouvelle dette.

Le 1er janvier 1998, Énergie NB a donné « libre-accès » à son réseau de transport. Nous poursuivons nos efforts de séparation complète des activités de transport de nos autres activités commerciales de production. Quand nous aurons terminé, tout producteur, y compris les indépendants, se verront offrir la possibilité de fournir des services auxiliaires et d'acheter des services de transport sur la base de pratiques justes et non sélectives. Cet environnement ouvert donnera accès aux marchés extérieurs et supprimera les obstacles aux projets privés. Ces derniers favoriseront à la fois une amélioration de la qualité et de la compétitivité du réseau de production diversifié du Nouveau-Brunswick et une exploitation maximale du réseau de transport d'Énergie NB.

Création d'une dynamique

Je suis très satisfait des progrès opérationnels et financiers de l'année dernière. Nous avons encore beaucoup de travail devant nous; toutefois, j'ai confiance que la nouvelle dynamique instaurée nous inspirera.

Le président et chef de la direction,



James F. Hankinson

Haute direction

(dans le sens des aiguilles d'une montre, à partir du premier plan)

James F. Hankinson
Président et chef de la direction

Andrew Cormier
Vice-président, Amélioration du rendement et président, NB Coal

Stewart MacPherson
Vice-président, Planification d'entreprise

Jim Brogan
Directeur général, Production

Douglas Bartlett
Directeur général, Transport et Distribution

Kenneth Little
Vice-président, Commercialisation et Services à la clientèle

Peter Dykeman, c.r.
Secrétaire d'entreprise et chef, Services juridiques

Marcella LeBlanc
Directrice, Affaires publiques

Paul Thériault
Vice-président, Ressources humaines et Administration

Sharon MacFarlane
Vice-présidente, Finances et Systèmes informatiques

Archibald Gillies
Vice-président principal, exploitation

Roderick White
Vice-président, Nucléaire

Une source d'électricité fiable et... une valeur plus avantageuse.

L'unité de Production a adopté une approche dynamique qui tire parti de sa force naissante et qui contribue à rehausser sensiblement l'efficacité et à réduire remarquablement les coûts.

L'unité de Production a fait un pas en avant vers l'autonomie. Elle a instauré les fonctions de contrôle et de ressources humaines. De plus, depuis le 1er avril 1999, elle assume l'entière responsabilité de ses résultats. Des rapports de gestion détaillés renseignent à point nommé afin de gérer les coûts et d'améliorer le rendement de l'unité.

Au cours de l'exercice 1998-1999, l'unité de Production est parvenue à accroître son extrant, tout en réduisant les coûts de production. À cause de l'augmentation des heures d'activité à Coleson Cove, les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration sont plus élevés que prévu; tandis que les dépenses en immobilisation sont moindres. Dans l'espoir de rationaliser les activités et de mieux comprendre le secteur concurrentiel de la production, l'unité de Production a établi des indicateurs du rendement, en s'inspirant des autres entreprises d'électricité. Quarante-quatre postes ont été retranchés de l'effectif de l'unité, une tendance qui devrait se maintenir.

Une rigoureuse gestion des combustibles permet encore de réaliser des économies. Pour l'achat de charbon importé, nous avons négocié des prix plus bas, une épargne de 5 $ la tonne en résultant; alors qu'une couverture a garanti le prix du mazout. Un essai de 41 000 tonnes de coke de pétrole à la centrale de Belledune a permis d'éliminer du charbon importé, entraînant un gain de 1,8 million de dollars. Dans le futur, l'utilisation fructueuse d'un mélange à 20 % permettra d'éliminer jusqu'à 10 millions de dollars de coûts d'importation de charbon et amènera l'efficacité des opérations. De plus, l'utilisation d'un autre type d'Orimulsion à Dalhousie apportera des économies annuelles de 500 000 $.

L'utilisation efficace de l'équipement et des stocks a considérablement contribué à maîtriser les coûts. De plus, l'unité de Production a diminué ses stocks de 2,9 millions de dollars en 1998-1999. Nous avons restreint les coûts du parc de véhicules, en transférant certains véhicules d'autres unités. En utilisant notre propre potentiel d'usinage interne et en faisant preuve de flexibilité dans les attributions du personnel entre les centrales, nous avons atteint de bons rendements et évité le recours aux ressources externes.

L'unité a vendu plus de 9 500 tonnes de cendres volantes, évitant ainsi d'onéreux sites d'enfouissement sanitaire. En outre, désirant éliminer un processus à fort coefficient de main-d'œuvre, elle a installé un convoyeur de cendre résiduelle à Coleson Cove. Ensuite, elle a utilisé des cellules de stockage à Dalhousie, différant ainsi la construction d'une cellule de stockage de cendres à Belledune, ce qui a entraîné une réduction de 4 millions de dollars des coûts d'investissement. Enfin, elle réalisera une économie de 1 million de dollars sur cinq ans, grâce à la renégociation d'un contrat de fourniture de calcaire dans le nord. La Société a procédé à des contrôles de l'intégrité des barrages et à l'établissement de cartes de zones d'inondation à Mactaquac, à Beechwood, à Tobique et à Grand-Sault.

La Société a offert de la formation en techniques et normes de sécurité partout dans l'unité commerciale, que cela soit au sujet des camions à flèche, du transport de marchandises dangereuses ou du système d'identification de matières à risques. Une vérification de sécurité a révélé une amélioration et un comité de gestion des risques déterminera les secteurs où nous pourrons apporter des rectifications. Aucun accident avec perte de temps n'a été répertoriée pendant l'exercice dans chacune de ces centrales : Courtenay Bay, Grand-Sault, Coleson Cove, Belledune, Millbank et Mactaquac.

Les rencontres régionales trimestrielles ont démontré leur précieuse utilité pour mettre le personnel au courant des questions qui concernent l'unité commerciale. Plus officieusement, le personnel peut aussi soulever des problèmes lors de mises au point et d'« entretiens de couloir ». Ces rencontres ont favorisé l'engagement de celui-ci envers une exploitation plus efficace des centrales.

NB Coal Ltd., une filiale à 100 % d'Énergie NB, poursuit la revue de ses activités afin de produire du charbon à un prix concurrentiel par rapport aux autres sources de combustibles d'Énergie NB. Les pelles à benne traînante, en exploitation huit mois par année, ont permis d'atteindre l'objectif de production de 300 000 tonnes. L'initiative visant la flexibilité de la main-d'œuvre se poursuit, et des services sont offerts aux autres unités commerciales. Pour une deuxième année de suite, NB Coal Ltd. a mérité le Prix national de sécurité John T. Ryan pour le niveau de blessures le plus faible de son secteur. Au 31 mars 1999, la filiale a été en exploitation 891 jours sans accident avec perte de temps.

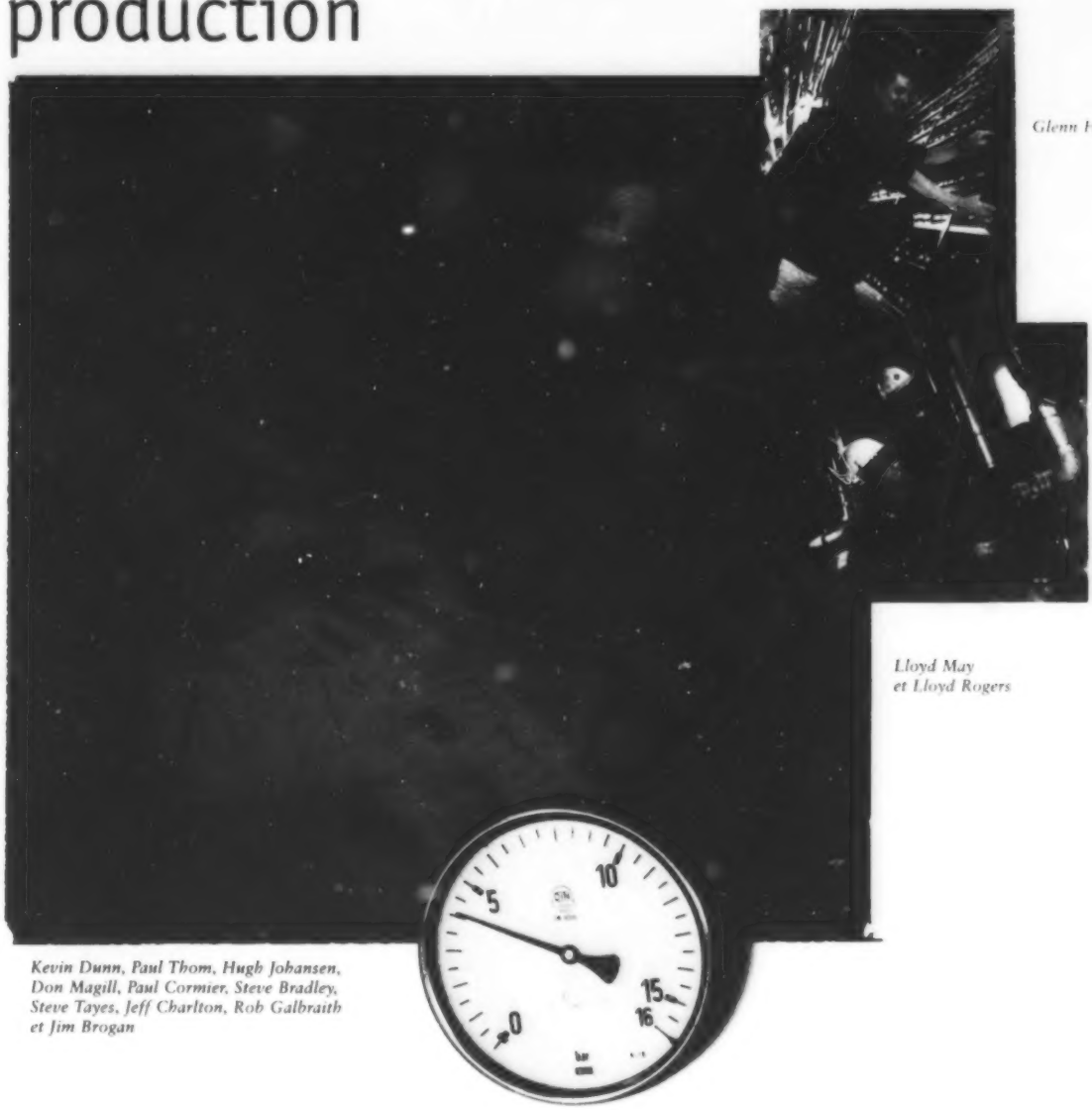
Objectifs commerciaux

- **Atteindre des objectifs de fiabilité**
- **Se faire la championne de la sécurité (personnel et équipement)**
- **Gérer les dépenses d'exploitation et d'immobilisations**
- **S'assurer de la conformité aux normes environnementales**
- **Poursuivre le développement de l'unité commerciale**

Stratégies

- **Mettre l'accent sur le perfectionnement, l'attrition et la souplesse de la main-d'œuvre afin d'atteindre l'effectif souhaité**
- **Établir un équilibre entre les coûts et la disponibilité des tranches pour déterminer un niveau optimal d'entretien**
- **S'armer pour faire face à la concurrence en établissant les coûts des services auxiliaires et le prix de l'énergie; en se préparant au transfert de frais et aux marchés globaux**
- **Utiliser des indicateurs du rendement (sécurité, capacité, dépenses, environnement et disponibilité)**
- **Augmenter la communication efficace et directe**
- **Mettre en place l'amélioration des processus opérationnels**
- **Tenter de se conformer à la norme ISO 14000**

production



Glenn Hubbard

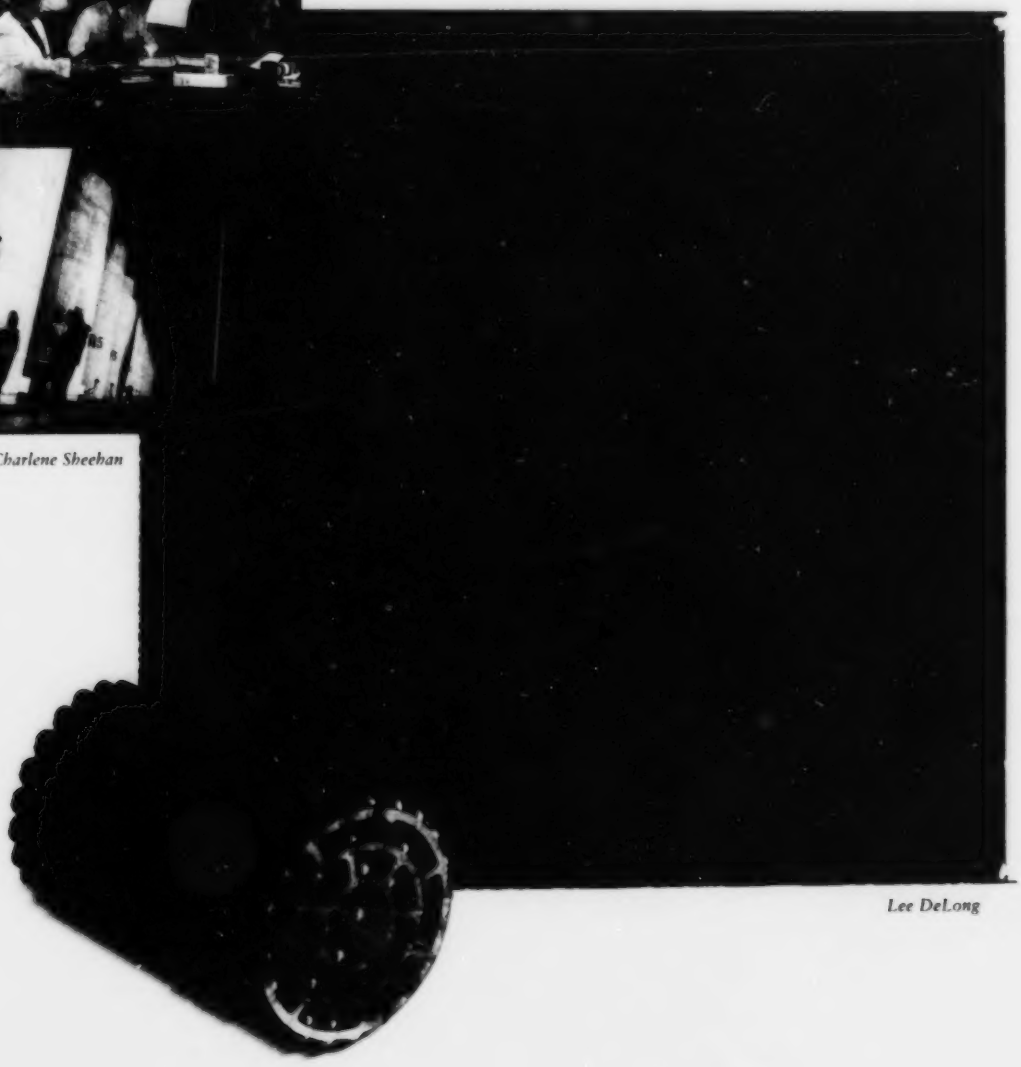
Lloyd May et Lloyd Rogers

Kevin Dunn, Paul Thom, Hugh Johansen, Don Magill, Paul Cormier, Steve Bradley, Steve Tayes, Jeff Charlton, Rob Galbraith et Jim Brogan

nucléaire

Carol Arbeau, Dave Wilson, Mike Gay, Bill Pilkington et Frances Upsett

Charlene Sheehan



Lee DeLong

Objectifs commerciaux

- **Viser une exploitation constante et prévisible**
- **Conserver le permis d'exploitation**
- **Gérer les procédés de travail**
- **Assurer la sécurité, la qualité et l'efficacité**
- **Offrir de la formation au personnel et planifier la relève**

Stratégies

- **S'assurer d'avoir les ressources humaines nécessaires**
- **Améliorer les communications**
- **Faire des améliorations sur les plans de la sécurité et de la qualité (exécution des travaux, efficacité de la supervision, sensibilisation à la sécurité)**
- **Perfectionner les procédés de travail (techniques et entretien, gestion du travail, permis de travail, plans de travail)**
- **Utiliser les ressources d'un comité consultatif interne actif**
- **Tirer avantage d'un groupe consultatif externe**

Des pratiques conséquentes et... une fiabilité accrue. Ce sont les mesures efficaces sur les plans de la sécurité, de la qualité et des méthodes de travail qui concourent à l'amélioration du rendement de la centrale Point Lepreau.

En 1998-1999, la centrale de Point Lepreau a connu un facteur de capacité net de 84 %, dépassant ainsi le facteur prévu. Ainsi, le gain net de la Société a augmenté de 2,6 millions de dollars. Malgré un arrêt à la fin du printemps plus long que prévu, la centrale est retournée au cycle des arrêts printaniers plus économiques, et la tranche a pu fonctionner sans interruption le restant de l'année. (Un arrêt d'entretien printanier contribue à réduire au minimum le coût de production d'électricité : l'entretien s'effectue quand l'énergie hydraulique à bas prix abonde.)

Grâce au personnel de la centrale, l'organisme fédéral de réglementation a renouvelé deux permis. En octobre, la Commission de contrôle de l'énergie atomique (CCEA) a délivré un permis d'exploitation de réacteur (valide pour deux ans, mais subordonné à la production de rapports semestriels sur l'évolution du Programme d'amélioration du rendement). Cette condition s'appliquait d'ailleurs à l'obtention du permis précédent, et les progrès enregistrés sur le plan du rendement avaient répondu aux attentes de l'organisme de réglementation. En janvier, la CCEA a émis un permis biennal de gestion de déchets radioactifs solides.

Le Programme d'amélioration du rendement – visant surtout la sécurité, la qualité et les méthodes de travail – représente toujours une priorité de la centrale. D'ailleurs, nous avons déjà noté des résultats tangibles. En améliorant la documentation de fonctionnement, en réduisant les incidents imprévus, en atténuant le degré de gravité des événements et en diminuant les arriérés de travail correctifs, le personnel a fait des progrès. Nous avons trois nouveaux systèmes visant : la gestion des travaux qui ne comprennent pas d'entretien; le dépistage des problèmes et l'instauration des mesures correctives; l'ordonnancement des travaux d'entretien.

Pendant l'année, nous avons recruté du personnel de haute direction, ajoutant ainsi un nouveau savoir-faire aux secteurs de la production, des services techniques et des affaires. D'autres changements organisationnels ont permis de centrer nos efforts sur :

- des plans de travail de 90 jours, élaborés selon les services;
- des objectifs et des changements de mentalité tenant compte de la précision des buts;
- le rendement des équipes et les relations interpersonnelles.

Nous utiliserons un processus de planification exhaustif pour identifier et projeter les priorités selon des plans d'affaires annuel ou quinquennal. Ces derniers examineront la configuration de la centrale; les enjeux relatifs aux ressources humaines; le rendement; les règlements et le marché concurrentiel de la production. Nous avons instauré de nouvelles mesures du rendement dans les secteurs d'efficacité clés, incluant : la sécurité du personnel et de fonctionnement; les règlements; la planification des mesures d'urgence; le retour d'expérience et l'efficacité humaine.

Le Programme de gestion du vieillissement de la centrale de Point Lepreau consiste en une révision systématique des structures, systèmes et composants en vue de détecter tout mécanisme vieillissant susceptible de provoquer une dégradation de l'exploitation et de la sécurité à la centrale. Nous avons mené, en collaboration avec Énergie atomique du Canada ltée et Hydro-Québec, des études préparatoires d'évaluation de la durée de vie de l'enceinte de confinement en béton et de la structure du réacteur, et nous procédons actuellement à leur révision.

L'Association mondiale des exploitants de centrales nucléaires (WANO) a passé une inspection à Point Lepreau. Elle a alors comparé les méthodes de travail, les processus et les normes de la centrale avec les repères internationaux utilisés dans les centrales nucléaires. Elle a conclu à la nécessité, pour une amélioration continue de la sécurité, d'accorder une plus grande attention à l'établissement de normes, à la définition des attentes et à la supervision positive. Comme mesures palliatives, nous prévoyons concentrer la présence sur le site des gestionnaires et superviseurs afin d'améliorer le rendement du personnel.

Point Lepreau a un réacteur CANDU 6 de la première génération. Elle s'est donc vu offrir une possibilité : une nouvelle grappe de combustible de pointe offrant des marges d'exploitation et de sécurité plus grandes. Deux canaux de combustible Canflex ont été placés dans le réacteur pour un essai d'irradiation. Canflex est un développement commun de deux sociétés : Énergie atomique du Canada ltée et l'Institut de recherche coréen sur l'énergie atomique.

Une tradition de fiabilité et... de nouvelles forces. L'autonomie et la responsabilisation constituent les pièces maîtresses de l'unité de Transport et Distribution (T/D). Une nouvelle approche « axée affaires » s'accompagne de normes élevées, garantes d'un service sécuritaire et fiable.

En regroupant les responsabilités fonctionnelles nécessaires à la responsabilisation, l'expertise nouvelle qui s'est jointe aux finances, aux ressources humaines et à la technologie de l'information a fortifié cette unité commerciale.

Un comité patronal-syndical a élaboré un ambitieux programme de sécurité, en cours d'implantation dans toute l'unité commerciale. Nous avons modernisé le laboratoire d'essai de l'équipement de protection afin de veiller à l'amélioration de la sécurité de l'équipement et des procédures de travail.

La transformation du système de transport d'Énergie NB en un service de « libre-accès » nécessite, en contrepartie, l'assurance d'un accès comparable. Pour ce faire, il a fallu séparer les activités de production, de commercialisation et de transport et établir les prix des services offerts – aux industries, aux centrales d'exploitation et aux autres unités commerciales d'Énergie NB.

La séparation des activités de production et de commercialisation entraînera le transfert de la planification de la répartition de la production à un nouveau groupe de commercialisation en vrac de l'unité de Production. Nous nous sommes donné un nouveau code de conduite sur l'exploitation d'un réseau électrique sans pratiques sélectives. Il régira les relations entre les unités de T/D et de Production et les centrales d'exportation; alors qu'un système de régie agira tel un tribunal pour régler les conflits de compétence internes. Cette séparation requerra aussi l'élaboration de méthodes de fixation des prix pour les transactions de capacité et d'énergie ainsi que pour les services auxiliaires. Nous travaillons, en outre, à établir une tarification en fonction du marché afin de déterminer le prix de l'énergie, soit pour la facturation interne, soit comme point de référence concurrentiel.

Le personnel de T/D participe activement aux développements clés du secteur. Comme seule Énergie NB offre une interconnexion au nord du Maine, elle prend part aux discussions de cet État sur les activités du marché de détail qui devraient débuter en avril 2000. Son personnel joue aussi un rôle dans la transformation du North America Electric Reliability Council en North America Electric Reliability Organization. Ce nouvel organisme s'est vu confier un mandat étendu : dans le nouvel environnement concurrentiel, établir des activités de réseaux d'électricité et des critères de fiabilité.

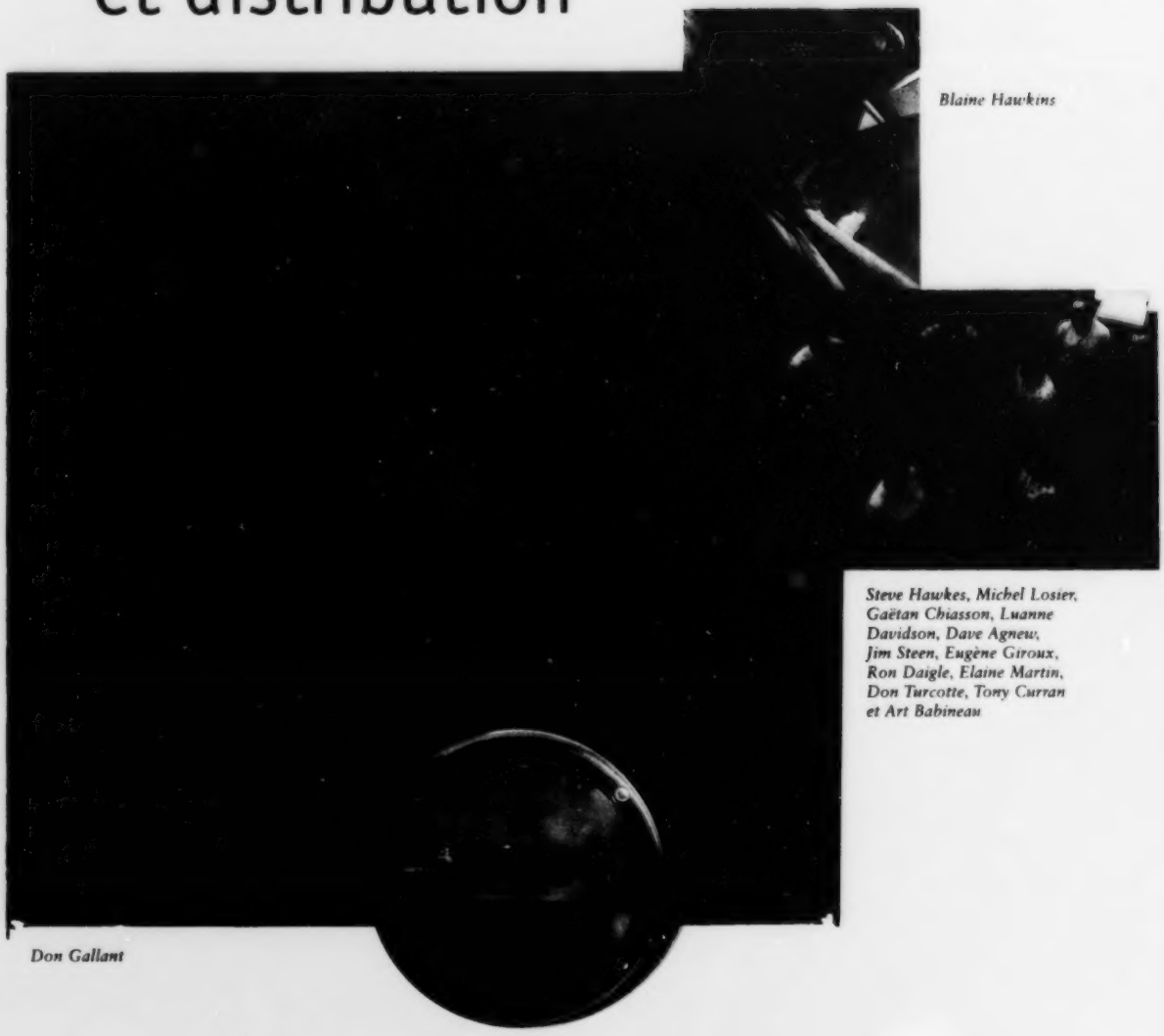
Nous avons installé un système de mesurage moderne et conforme aux exigences de l'an 2000. Ce dernier permet aussi de procéder au relevé d'autres services, tels que le gaz naturel et l'eau. Une nouvelle télérelève facilitera l'accès aux compteurs difficiles à lire et la gestion des routes rurales. Mesures Canada a maintenant approuvé l'atelier d'inspection des compteurs, ce qui permet maintenant l'étalonnage et l'évaluation avancés.

Des perspectives en couplage téléphonie-informatique s'ouvrent à nous et offriront au personnel des centres d'appels les plus récents systèmes. Un nouveau réseau numérique hertzien a été implanté dans la région de Saint John en remplacement d'un ancien système analogique. Ce réseau à mode de transport asynchrone aura une influence décisive sur la fiabilité et la stabilité de l'interconnexion ainsi que sur la protection du réseau de transport.

Face à la charge accrue et à la remise en marche de la centrale de Courtenay Bay, nous avons érigé une nouvelle ligne de transport entre Norton et Courtenay Bay qui, simultanément, renforcera la fiabilité du système dans le région de Saint John. La croissance de la raffinerie Irving Oil a nécessité le réaménagement d'un couloir de transport de 138 kV à circuit double et la construction d'un nouveau poste de commutation.

Le renouvellement de notre parc par de nouveaux camions et de l'équipement moderne représente un investissement sur les plans du service et de la sécurité. Des prévisions budgétaires pluriannuelles récemment établies tiennent compte de l'efficacité. En effet, elles permettent de déterminer les besoins sur place, d'élaborer des soumissions et d'assurer la livraison en temps opportun de l'équipement.

transport et distribution



Blaine Hawkins

Steve Hawkes, Michel Losier, Gaëtan Chiasson, Luanne Davidson, Dave Agnew, Jim Steen, Eugène Giroux, Ron Daigle, Elaine Martin, Don Turcotte, Tony Curran et Art Babineau

Don Gallant

Objectifs commerciaux

- **Offrir au personnel et au public un environnement sécuritaire**
- **Assurer, à tous les abonnés, une fourniture d'électricité fiable**
- **Procurer un service à la clientèle hors du commun**
- **Protéger l'environnement**
- **Parvenir à une efficacité des activités**

Stratégies

- **Viser à toujours présenter une fiche de sécurité exemplaire**
- **Adopter le principe selon lequel « Une approche d'affaires est l'affaire de chacun »**
- **Améliorer le rendement, grâce aux communications, à la gestion des procédés et aux avantages technologiques**
- **Créer un environnement favorisant l'épanouissement du personnel au moyen de la formation et du perfectionnement**
- **Garder un sens des responsabilités environnementales**

commercialisation et services à la clientèle

Dave Huggard, Lynn Arsenault, Fraser West, Grant Jardine, Debbie Chezenko, Rick Lawson, Bob Crawford et Geoff Steeves

Mike Gardiner, Darrell Bishop et Arden Trenholm

Herb Caverhill, Danny Taylor, Christine Stewart et Carole House

Objectifs commerciaux

- **Développer l'unité commerciale**
- **Mieux comprendre la rentabilité (produit et abonné) afin de faire face à la concurrence des prix**
- **Mettre en relief la stratégie « Nos services à votre portée »**
- **Instaurer de nouveaux produits et services**
- **Maximiser les avantages de l'interconnexion**
- **Augmenter l'efficacité des mesures de recouvrement**

Stratégies

- **Élaborer une base de données en commercialisation et des études de segmentation pour les catégories clés d'abonnés**
- **Implanter un nouveau système de soins des abonnés et une technologie d'avant-garde dans les centres d'appels**
- **Améliorer davantage les services des comptoirs de paiement en offrant un service électronique complet et le débit automatique**
- **Mesurer et gérer le rendement du service à la clientèle**
- **Utiliser la capacité du nouveau système de soins des abonnés afin de gérer d'une manière plus proactive le processus de recouvrement**
- **Élargir la gamme de services offerts dans le programme de chauffe-eau**
- **Exploiter les possibilités de commercialisation du gaz naturel**
- **Maximiser à court terme les marges d'exportation et encourager le développement de centrales d'exportation au gaz pour assurer des revenus de transport dans le futur**

Une présence accrue et... une attention plus grande portée aux abonnés.

Cette unité commerciale se rapproche de ces derniers en se consacrant complètement à l'information commerciale et à une meilleure compréhension de leurs besoins.

Des stratégies de commercialisation à l'exportation efficaces, qui tirent profit de l'économie robuste de la Nouvelle-Angleterre, et un coût relativement bas du mazout ont concouru au plus haut niveau de ventes à l'exportation des années 1990. L'unité de Commercialisation et Services à la clientèle a promptement réagi à la déréglementation du marché énergétique de la Nouvelle-Angleterre en établissant de nombreuses relations d'affaires et en concevant des produits énergétiques tels que : des échanges d'énergie physique; des options et des ventes de capacité à de nouveaux clients. Nous avons aussi conclu des ententes fructueuses allant de la vente d'énergie à court terme à Hydro-Québec à un contrat d'exportation valable pour vingt-deux ans avec un service public de la Nouvelle-Angleterre.

Énergie NB a rétabli sa présence dans tout le Nouveau-Brunswick, grâce à la création de guichets de service à la clientèle dans onze régions. L'ajout de personnel, la formation et une technologie avancée ont contribué au dépassement des objectifs de service supérieur des centres d'appels. De plus, la gestion directe des comptes a été implantée, ce qui signifie que chaque membre de la haute direction d'Énergie NB est tenu directement responsable de certains abonnés d'affaires importants.

Un nouveau système de renseignements sur les abonnés jettera les bases tangibles de la stratégie « Nos services à votre portée ». Le « Virage clientèle 1999 », un projet conjoint de Commercialisation, Systèmes de renseignements commerciaux et T/D, entraînera la migration des comptes de plus de 300 000 abonnés à ce nouveau systèmes de SAP. Ce système de gestion des comptes et de facturation offrira aux préposés au service une vue d'ensemble des liens de l'abonné résidentiel ou d'affaires avec Énergie NB. Il constituera la pierre angulaire d'améliorations continues du service telles que la facturation séparée ou polyproduit.

Afin de répondre immédiatement aux questions des abonnés sur la consommation d'énergie, nous avons créé un poste de conseiller en énergie dans chaque centre d'appels. En outre, en plein hiver, une campagne publicitaire a renseigné les abonnés sur des questions de sécurité importantes ayant trait aux générateurs de rélève. Grâce à la mise à niveau de la technologie de couplage téléphonie-informatique, le rendement des centres d'appels sera augmenté et les abonnés auront accès à de nouvelles options de libre-service, tous les jours 24 heures sur 24.

Le service à la clientèle au réseau de traitement en direct des paiements a été amélioré, par le truchement d'une formation perfectionnée, de la gestion du rendement et de la mise à niveau d'un programme informatique. Résultat d'une entente intervenue avec NBTel visant à améliorer la technologie des comptoirs de paiement, le règlement d'une facture peut dorénavant s'effectuer avec une carte de débit. Nous avons conséquemment créé un inédit technologique : en effet, un abonné peut acquitter des factures de sociétés différentes avec sa carte de débit en utilisant le même clavier NIP, une première au Canada.

Les abonnés d'Énergie NB continuent de bénéficier de tarifs d'électricité qui se situent parmi les plus bas du Canada atlantique et du nord-est des États-Unis. Au Nouveau-Brunswick, ces derniers constituent un avantage pécuniaire considérable pour l'industrie et l'entreprise commerciale. Au cours des dernières années, l'unité de Commercialisation et Services à la clientèle a spécialement conçu de nouveaux tarifs pour répondre aux exigences d'importants abonnés industriels. Au fil du temps, l'innovation tarifaire prendra une importance grandissante dans un marché énergétique déréglementé. Dans cet état d'esprit, Commercialisation s'active à mieux comprendre les besoins des catégories d'abonnés à l'aide d'études de segmentation et de rentabilité.

Grâce aux contacts directs avec les abonnés résidentiels en difficulté financière, les comptes en souffrance se sont ramenés au niveau d'il y a trois ans. Des mesures dynamiques, qui attirent l'attention des abonnés sur des problèmes de facturation potentiels, comprennent un nouveau publipostage pour l'envoi rapide et efficace de notes de rappel.

services d'entreprise

Une vision d'entreprise et... un soutien clé. L'unité de Services d'entreprise accroît l'efficacité d'Énergie NB en proposant des services internes convergeant vers les objectifs et les stratégies des unités commerciales.

Susanne Elhadi et Mike Mockler

Michael Wilson-Smith et Diane Robichaud

Préparation au passage à l'an 2000 – Ingénierie et Services techniques
La division d'Ingénierie et Services techniques a coordonné les efforts collectifs visant à se conformer aux exigences de l'an 2000. Le Programme de préparation au passage à l'an 2000 a débuté en 1997 et devrait se terminer en septembre 1999. À ce moment, tous les systèmes et l'équipement essentiels seront prêts au passage à l'an 2000.

Ce vaste programme de préparation a intégré des activités de surveillance engageant le conseil d'administration, le comité de direction, un groupe de conseillers et des appréciateurs indépendants. Nous nous sommes ainsi assuré du plus haut niveau de confiance en une énergie fiable le 1er janvier 2000 et après. Les travaux de surveillance ont porté sur un inventaire et un programme d'analyse approfondis, sur la conformité du travail et sur un programme de maintien des activités. Ce dernier programme garantit qu'en toute circonstance imprévue, l'énergie sera rétablie expéditivement et efficacement, et que les processus opérationnels continueront à fonctionner. Ces préparatifs sous-entendent une importante consultation avec les abonnés et les partenaires d'interconnexion.

Systèmes de renseignements commerciaux
Reconnaissant le rôle croissant de la technologie de l'information dans la réalisation de bénéfices, la division de Systèmes de renseignements commerciaux (SRC) a poursuivi son programme de restructuration et d'embauchage afin de répondre aux besoins distincts des unités commerciales. Nous avons aussi créé de nouveaux postes et développé une méthode de réalisation de projets en technologie pour maximiser les bénéfices des investissements. Le système de régie a permis de mieux coordonner les investissements et les stratégies en technologie de l'information, tout en conservant les avantages des améliorations de processus propres à chacune des unités commerciales.

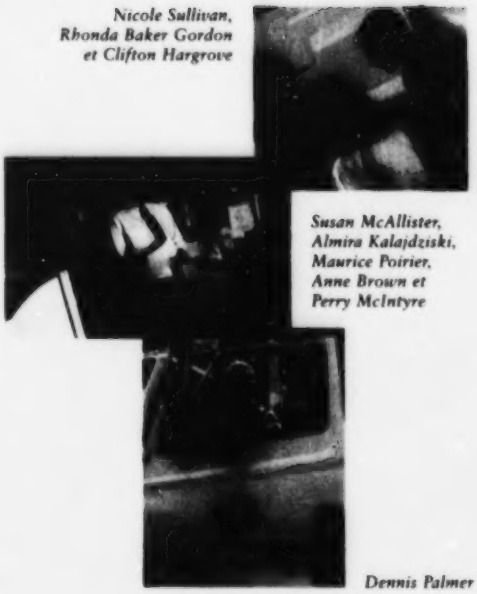
À la suite de l'implantation du système de renseignements sur les abonnés de SAP, le personnel de SRC a dû offrir un important soutien technique et a ainsi participé à 250 projets au cours du dernier exercice. La mise à niveau de l'infrastructure de la Société a permis l'installation de nouveaux serveurs et de 1 900 ordinateurs de bureau, pour offrir aux unités commerciales la polyvalence d'un système numérique souple qui répond à leurs besoins tout en réduisant les coûts de technologie de l'entreprise.

Finances
La division de Finances a été remaniée en 1998-1999 afin que chacune des unités commerciales puisse exercer un contrôle plus sévère, tout en conservant des fonctions centralisées de production de rapports intégrés, de coordination et de surveillance de la conformité. Nous avons créé un conseil de contrôleurs pour harmoniser les centres

Brent Corey, Kevin Calhoun et Rory Hynes

Objectifs commerciaux

- **Fournir un service-conseil stratégique aux unités commerciales**
- **Offrir de l'expertise aux unités commerciales**
- **Appuyer efficacement les autres unités commerciales dans leur travail**



Nicole Sullivan, Rhonda Baker Gordon et Clifton Hargrove

Susan McAllister, Almira Kalajdziski, Maurice Poirier, Anne Brown et Perry McIntyre

Dennis Palmer

d'intérêt des unités commerciales à la gestion financière de l'entreprise. L'implantation d'Hyperion Pillar a fourni un instrument pour accroître les activités de planification, d'analyse et d'élaboration du budget. Nous avons porté plus d'attention à la gestion des risques financiers, consolidant ainsi notre programme de couverture. Nous avons, de la sorte, limité le risque financier associé à la devise étrangère, aux taux d'intérêt et à la volatilité des prix du pétrole. Nous avons imparti les services de vérification interne en vue de concentrer, au cours des prochaines années, nos efforts sur la gestion des risques et sur un cadre de contrôle.

Planification d'entreprise

Conformément au nouvel environnement concurrentiel, la division de Planification d'entreprise offre un service-conseil stratégique sur la déréglementation, l'exploitation du gaz naturel, les tarifs de transport et la séparation fonctionnelle des unités de Production, de Transport et Distribution et de Commercialisation et Services à la clientèle. Pour l'exploitation du réseau de transport, la division de Planification d'entreprise travaille, de concert avec ces dernières, à l'élaboration d'un code de conduite et d'un système de régie. En outre, elle établit des mécanismes de fixation des prix de facturation interne (entre les unités).

Affaires publiques

Un nouvel environnement concurrentiel requiert l'adoption, à Énergie NB, d'une image de marque moderne, accompagnée d'une présentation visuelle normalisée et d'une présence plus audacieuse. En fait, ce sont de nouveaux outils, adaptés à une nouvelle ère. Un programme d'identité visuelle, géré par la division d'Affaires publiques, prévoit des mesures pour mieux faire part des progrès, valeurs et forces d'Énergie NB. Cette récente image occupera un rôle prépondérant lors de la consolidation de notre position sur le marché et lors de l'établissement d'une allure générale dans nos contacts avec les abonnés. Le nouveau logo et l'uniformisation bilingue sont les symboles d'une entreprise efficace et branchée – une société omniprésente au Nouveau-Brunswick. Une campagne publicitaire auxiliaire met en évidence la fiabilité et l'engagement inhérents au statut de fournisseur d'énergie de choix.

Ressources humaines et Administration

La division de Ressources humaines et Administration travaille de pair avec les unités commerciales pour privilégier un environnement de travail favorable. La mise en évidence de programmes axés sur la prévention et la résolution de conflits (principalement à l'aide de comités patronaux-syndicaux) a amélioré les relations de travail. Ailleurs, nous avons conclu les premières conventions collectives avec la section locale 2309 (ingénierie et personnel d'exploitation – agents de maîtrise) de la FIOE, grâce à une stratégie de négociation à la satisfaction des parties.

Andrea Allen, et Lou Aubé

Recyclage des cendres volantes à Dalhousie

Visant à occuper une place de chef de file au chapitre de la sécurité, la Société a : consolidé ses comités mixtes de santé et de sécurité; élargi son programme de gestion des risques en milieu de travail; adopté un nouveau Programme de reconnaissance de la sécurité. Énergie NB a nettement amélioré son taux de gravité des accidents en 1998-1999, comptant 280 jours perdus, comparativement à 530 l'exercice précédent. Ce résultat a profité à la fois à la sécurité du personnel et aux finances de la Société, puisque nos cotisations à la Commission de la santé, de la sécurité et de l'indemnisation des accidents au travail ont été réduites de 25 %.

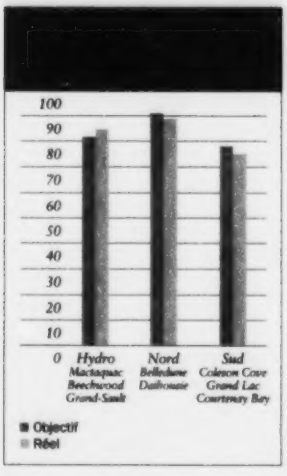
Les programmes pour le « mieux-être » des employés se sont concentrés sur la prévention, la promotion de la santé et l'intervention précoce. De plus, le Programme d'aide aux employés et aux familles ainsi que le Programme Vie active et Qualité de vie visent l'augmentation de l'assiduité et la réduction des services généraux de santé. Enerflex – un nouveau programme d'avantages sociaux souples – permet au personnel de choisir des avantages sociaux selon ses besoins, réduisant du même coup le taux d'accroissement du coût des services généraux de santé. Un programme d'aide au leadership permet de lier les objectifs de l'entreprise aux pratiques de leadership et comprend une évaluation des besoins personnels des cadres en perfectionnement et un programme de développement professionnel.

Environnement

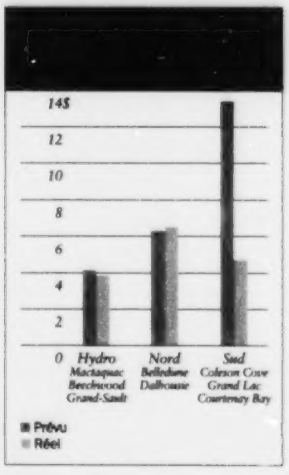
Le *Rapport environnemental* d'Énergie NB (publié chaque année et dont c'est la troisième édition) est accessible au public et représente une source de renseignements exhaustive sur les questions environnementales. Au cours de cet exercice, les centrales ont fonctionné conformément aux règlements; les taux d'émission de dioxyde de soufre et de particules étaient inférieurs aux limites prescrites; les rejets de produits pétroliers recensés ont chuté. De nouveaux programmes ont contribué à réduire la quantité de déchets allant aux sites d'enfouissement sanitaire et des biens excédentaires, évalués à plus de 1,4 million de dollars, ont été vendus à des fins de recyclage. À la région du Centre de l'unité de Transport et Distribution, nous avons mené une analyse de l'écart. Quant au Programme d'amélioration du système de gestion de l'environnement, il se poursuit, accompagné d'objectifs bien définis. Un nouveau manuel sur le système de gestion de l'environnement servira de guide complet dans les centrales.

Énergie NB évalue régulièrement le rendement de ses unités commerciales. Le suivi des indicateurs de rendement permet à la direction de mesurer les retombées des programmes et des activités, et de faire les ajustements qui s'imposent.

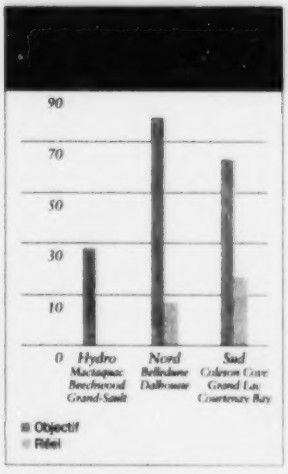
production



Pourcentage de temps, incluant les interruptions de service prévues et imprévues, pendant lequel la centrale peut produire de l'électricité.

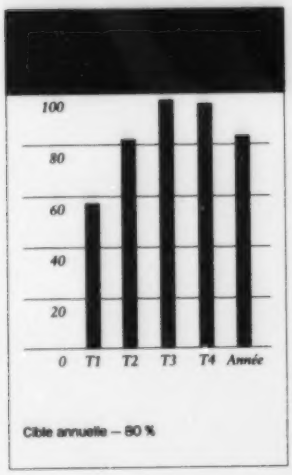


Les frais EEA prévus par rapport aux frais réels ($/MWh) mesurent l'efficacité de la gestion des ressources.

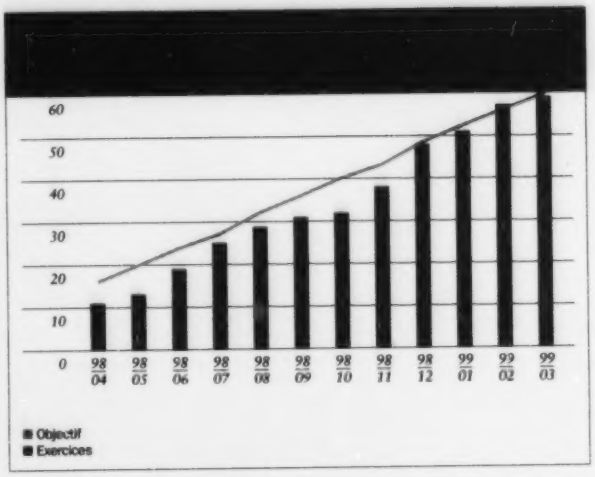


Nombre de journées perdues en raison de blessures. L'objectif est d'un quart de journée par employé par an.

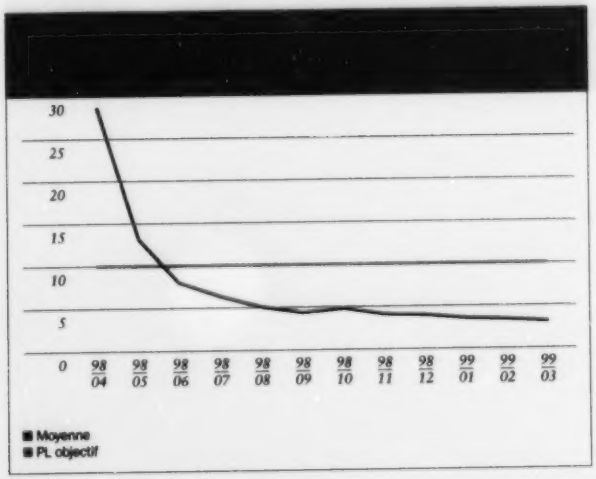
nucléaire



Le facteur de capacité est la production réelle comme pourcentage de la production maximale.

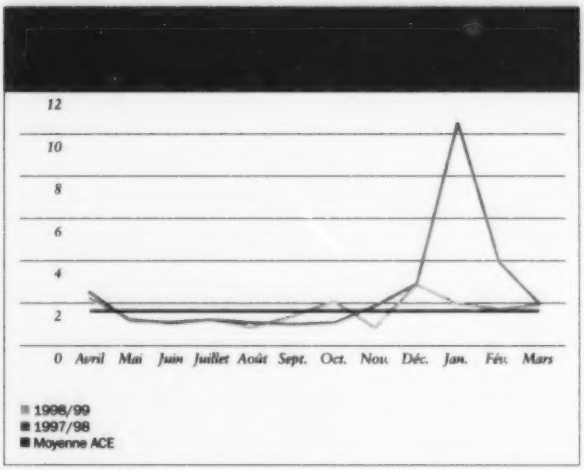


Nombre d'exercices exécutés en cas d'alertes chimique, médicale, d'incendie et de radiation ainsi qu'en cas d'urgence par rapport au nombre d'exercices prévus.

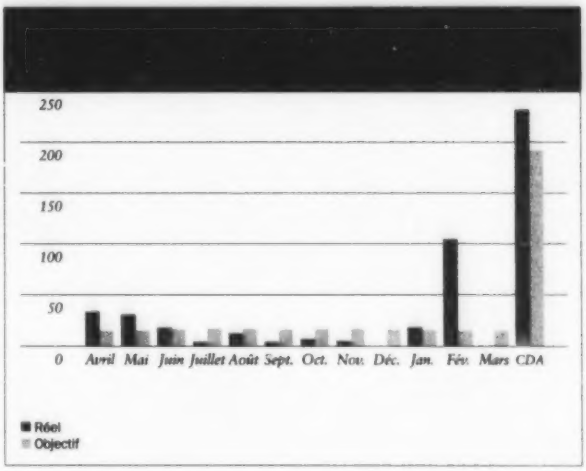


Nombre de journées perdues en raison de blessures par tranche de 200 000 heures travaillées.

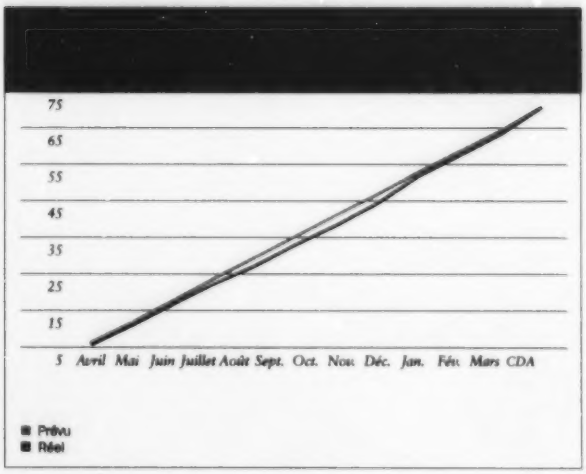
transport et distribution



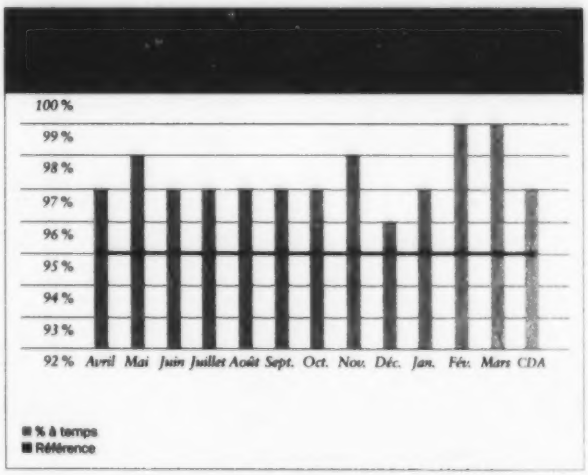
La durée moyenne d'interruption du service à la clientèle, y compris les interruptions prévues et imprévues, constitue un indicateur de la fiabilité du réseau. (Une tempête de verglas majeure a eu lieu en janvier 1998.)



Nombre de journées perdues en raison de blessures par mois.

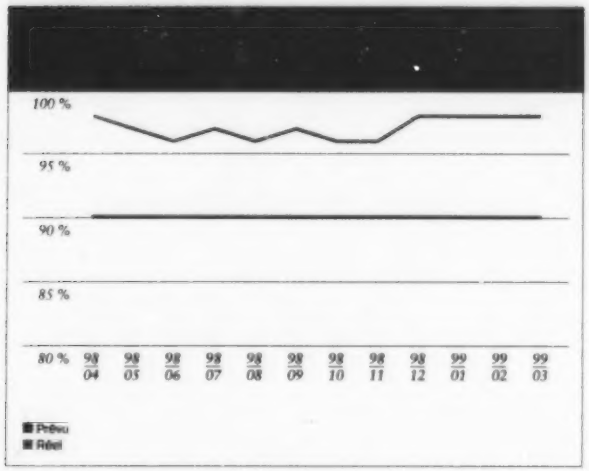


Budget des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration comparativement aux frais réels.

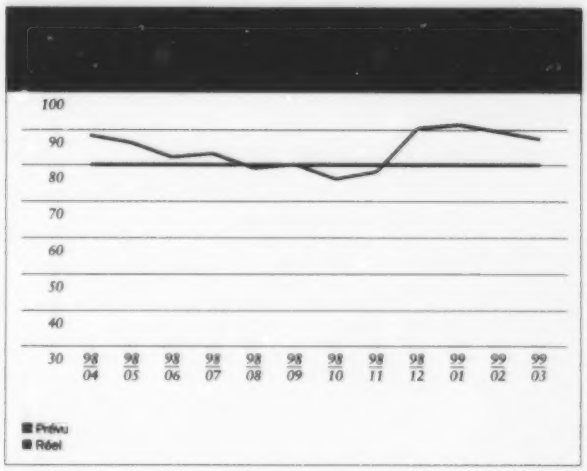


Le nombre de commandes de travail exécutées dans les délais, comme pourcentage du nombre de commandes de travail exécutées, témoigne de la rapidité avec laquelle les abonnés sont servis.

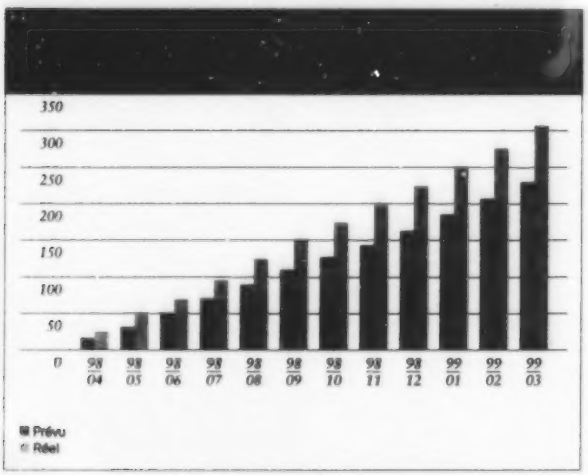
commercialisation et services à la clientèle



Le personnel des centres d'appel de Fredericton, Shediac, Grand-Sault, Tracadie et Dalhousie a répondu à 435 519 demandes des abonnés au cours de l'exercice 1998-1999. L'objectif de rendement est de répondre à 90 % des appels.



Un autre objectif de rendement est de répondre à 80 % des appels en 20 secondes.



Des stratégies efficaces de commercialisation à l'exportation, la force de l'économie de la Nouvelle-Angleterre ainsi que la baisse du prix du pétrole ont contribué à augmenter les ventes à l'exportation.

98 Rendement financier

Table des matières

22 Discussion et analyse de gestion

30 Rapport de la direction et des vérificateurs

31 État consolidé des résultats

35 Notes complémentaires

45 Aperçu statistique

FAITS SAILLANTS

(en millions de dollars)	*1998/99*	*1997/98*	*1996/97*
Rendement financier			
Bénéfice (perte) avant virement et radiation	**18 $**	(43) $	(87) $
Bénéfice (perte) avant radiation	**27**	(21)	(19)
Perte nette	**423**	21	19
Encaisse d'exploitation	**247**	163	129
Libres mouvements de trésorerie	**189**	67	68
Réduction de la dette nette	**123 $**	44 $	53 $
Ratios et pourcentages financiers			
Marge d'exploitation	**30 %**	26 %	25 %
Variation d'encaisse d'exploitation / Dépenses d'investissement	**3,80 x**	2,76 x	1,87 x
Dette / Capital	**100 %**	89 %	89 %
Couverture de l'intérêt	**1,09 x**[1]	0,93 x	0,94 x

[1] *Avant la radiation de la charge reportée.*

VUE D'ENSEMBLE

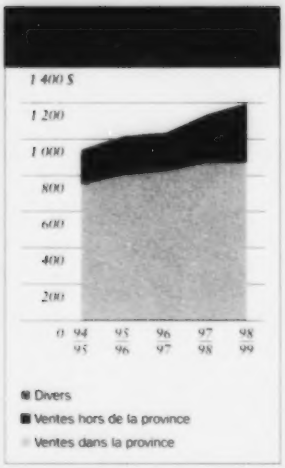
Au cours de l'année, les résultats d'exploitation se sont améliorés de façon constante et ont considérablement renforcé les résultats financiers d'Énergie NB. Le bénéfice net avant radiation s'est élevé à 27 millions de dollars, comparativement à une perte nette de 21 millions l'année précédente, et la dette a été réduite pour le troisième exercice consécutif.

Le bénéfice avant radiation et virement des réserves a atteint 18 millions de dollars en 1998-1999 tandis qu'une perte nette de 43 millions était comptabilisée au cours de l'exercice précédent, ce qui représente un gain de 61 millions. Le virement des réserves s'est chiffré à 9 millions en 1998-1999, par comparaison à 22 millions l'année précédente. C'est la dernière année que s'effectuera le virement des réserves.

La charge reportée de 450 millions de dollars, liée à la vie utile prévue de la centrale nucléaire de Point Lepreau et calculée au cours de l'exercice précédent, a été inscrite au poste des revenus pour l'exercice 1998-1999.

(en millions de dollars)	*1998/99*	*1997/98*	*1996/97*
Bénéfice (perte) avant virement et radiation	**18 $**	(43) $	(87) $
Virement des réserves	**9**	22	68
Amortissement de la charge reportée	**(450)**	—	—
Perte nette	**423 $**	21 $	19 $

La Société a réalisé des progrès constants dans des secteurs importants de rendement financier. La croissance du mouvement de trésorerie est passée de 163 millions de dollars l'année dernière à 247 millions de dollars cette année, et les libres mouvements de trésorerie, de 67 millions en 1997-1998 à 189 millions en 1998-1999. Enfin, la réduction de la dette s'est chiffrée à 123 millions en 1998-1999 tandis qu'elle était de 44 millions l'année précédente, portant ainsi la réduction totale de la dette sur trois ans à 220 millions de dollars.



L'amélioration marquée du rendement financier est le fruit de l'augmentation des bénéfices tirés des exportations, de la réduction du coût des combustibles et des achats d'électricité en ce qui a trait à la production dans la province. La centrale nucléaire de Point Lepreau a atteint un facteur de capacité de 84 %, dépassant ainsi les niveaux prévus et contribuant à la maîtrise efficace des coûts énergétiques entreprise par la Société. La baisse du prix du pétrole et l'amélioration des conditions hydrauliques ont joué aussi un rôle important dans le rendement de l'entreprise.

Le rendement financier a été freiné par deux facteurs. Tout d'abord, les revenus tirés des activités à l'intérieur de la province ont été inférieurs aux prévisions, étant donné les températures exceptionnellement douces au cours des mois d'hiver. Ensuite, la faiblesse continue du dollar canadien a créé un écart négatif par rapport à ce qui avait été prévu.

Revenus d'exploitation 1998-99

Croissance des recettes

Recettes dans la province

Les recettes dans la province ont totalisé 872 millions de dollars en 1998-1999, comparativement à 869 millions en 1997-1998, soit une augmentation de 3 millions, ou 0,3 %. Cette augmentation modeste des recettes résulte de plusieurs facteurs, dont les plus importants sont les suivants :

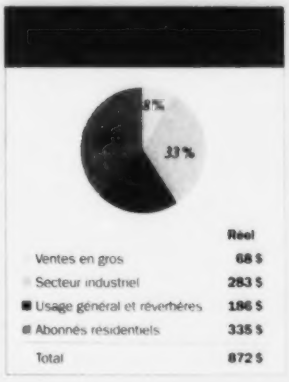
- Une augmentation de 2,9 % des tarifs, entrée en vigueur le 1er octobre 1998, a entraîné une hausse de 24 millions des recettes d'une année sur l'autre.
- Les températures anormalement douces en hiver ont causé une réduction de la charge de 254 GWh, soit 15 millions de dollars en recettes.

Recettes dans la province, par secteurs

Les recettes provenant des ventes aux abonnés résidentiels, soit 335 millions de dollars, ont été inférieures de 1 million, ou 0,3 %, par rapport aux recettes de 336 millions enregistrées en 1997-1998. Cette catégorie a été la plus touchée par les conditions météorologiques, creusant un écart de 16 millions de dollars par rapport aux prévisions. La Société possède l'une des charges de chauffage les plus élevées du pays, car elle approvisionne en chauffage à l'électricité environ 60 % de toutes les maisons et 90 % des nouvelles maisons.

Les recettes de l'usage général, soit 170 millions de dollars, ont été de 2 millions, ou 1,2 %, plus élevées que celles de 1997-1998, soit 168 millions de dollars. Énergie NB compte plus de 23 000 abonnés (hôpitaux, écoles et universités, restaurants et commerces apparentés).

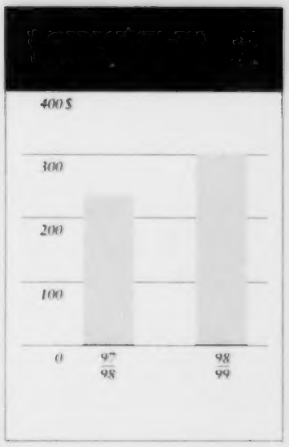
Les recettes des ventes en gros, soit 68 millions de dollars, dans le cadre de contrats avec deux municipalités de la province, ont été inférieures de 1 million, ou 1,4 %, par rapport à celles de 1997-1998, soit 69 millions, du fait des conditions météorologiques anormalement douces qui ont prévalu en hiver.



Les recettes des ventes au secteur industriel, soit 283 millions de dollars, ont totalisé 3 millions, ou 1,1 %, de plus que celles qui ont été enregistrées en 1997-1998, soit 280 millions. Cette hausse est inférieure aux prévisions surtout à cause de la diminution des charges dans les secteurs des mines et des pâtes et papiers par rapport à l'exercice précédent. Énergie NB sert plus de 1 800 industries, dont environ 40 sont approvisionnées directement à partir du réseau de transport. Les cinq plus grands abonnés industriels représentent environ 50 % des ventes au secteur industriel et 15 % des ventes dans la province.

Recettes à l'extérieur de la province

Les recettes provenant des ventes à l'extérieur de la province se sont chiffrées à 304 millions en 1998-1999, comparativement à 244 millions au cours de l'exercice précédent, soit une augmentation de 60 millions, ou 24,6 %. La marge bénéficiaire a augmenté de 26 millions par rapport à ce qu'elle était en 1997-1998. Les exportations vers la Nouvelle-Angleterre ont représenté 46 % des marges bénéficiaires tirées des ventes à l'extérieur de la province, ce qui reflète la demande créée par les températures plus douces en été et l'indisponibilité de certaines tranches nucléaires de cette région. Le niveau des exportations devrait se maintenir à court terme, bien que l'arrivée du gaz naturel de l'Île de Sable dans le marché de la Nouvelle-Angleterre entraîne une érosion des bénéfices des exportations. Énergie NB a rendu son réseau de transport accessible pour le transit vers l'extérieur de la province et à travers celle-ci à compter du 1er janvier 1998 et a mis en place un système de tarifs pour les entreprises d'électricité qui souhaitent utiliser ce réseau de transport. Au début, les revenus liés aux tarifs de transport étaient minimes en raison des contrats déjà établis pour les ventes à l'exportation.



Dépenses

Combustibles et achat d'électricité

Le coût du combustible et de l'achat d'électricité s'est chiffré en 1998-1999 à 374 millions, comparativement à 404 millions en 1997-1998, soit une baisse de 30 millions, ou 7,4 %. Cette diminution nette du coût des combustibles et des achats d'électricité représente :

- une économie de 64 millions de dollars pour les ventes dans la province;
- une augmentation de 34 millions pour les ventes hors de la province.

Coûts totaux des combustibles et des achats d'électricité

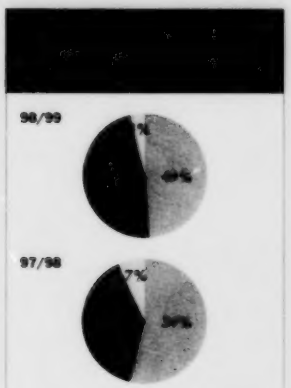
(en millions de dollars)	*1998/99*	*1997/98*	*Augmentation des coûts (économies)*
Pour les ventes dans la province	**203 $**	267 $	(64) $
Pour les ventes hors de la province	**171**	137	34
Total	**374 $**	404 $	30 $

Coûts des combustibles et des achats d'électricité pour les ventes dans la province

Les coûts des combustibles et des achats d'électricité pour les ventes dans la province ont diminué de 64 millions de dollars par rapport à l'exercice précédent. Cette réduction est principalement attribuable à la baisse du prix des combustibles et à une meilleure répartition des sources de production chez Énergie NB.

- Réduction de 43 millions causée par la baisse du prix des combustibles.
- Réduction de 26 millions attribuable à une meilleure répartition des sources de production.
- Augmentation nette de 5 millions occasionnée par d'autres facteurs.

La baisse des prix des combustibles pour toutes les sources d'énergie a entraîné une réduction de 43 millions de dollars des dépenses. La chute brutale du prix du mazout lourd a été la principale raison de cette diminution. Le prix moyen du mazout lourd est passé de 14 $US le baril en 1997-1998 à moins de 10 $US le baril en 1998-1999, ce qui a amené une diminution de 35 millions des coûts. Les prix du charbon importé et local de l'Orimulsion[MD] ont aussi diminué.



(GWh)	98/99	97/98
Thermique	**7 007**	7 864
Nucléaire	**4 249**	3 360
Hydro	**2 677**	2 337
Achats	**595**	1 054
Total	**14 528**	14 615

L'amélioration de la répartition des sources de production a permi à Énergie NB de faire des économies de 26 millions de dollars par rapport à l'exercice précédent. Ce résultat est attribuable à une hausse de la production nucléaire et hydraulique. Plus Énergie NB produit d'énergie nucléaire et hydroélectrique, moins elle a besoin de compter sur la production thermique et sur les achats d'électricité, qui sont plus coûteux. Par rapport à l'exercice précédent, l'augmentation de la production nucléaire a permis de réaliser des économies de 20 millions, dont 18 millions concernaient les ventes dans la province. L'augmentation de 340 GWh de la production hydroélectrique a permis de faire des économies de 8 millions par rapport à l'exercice précédent.

D'autres facteurs ont entraîné une augmentation nette de 5 millions du coût des combustibles pour Énergie NB. Le dollar canadien s'est affaibli en 1998-1999 pour s'établir à 66 cents américains en moyenne, comparativement à 71 cents au cours de l'exercice précédent. Cette baisse s'est traduite par une augmentation de 16 millions de dollars du prix des combustibles, étant donné que la majorité des prix des combustibles sont fixés en dollars américains. Cette hausse a été en partie compensée par d'autres économies : baisse des quotas de production et diminution des besoins en achats d'électricité, notamment, qui ont permis à la Société d'économiser environ 11 millions de dollars.

Les effets de la baisse du prix des combustibles, de l'amélioration de la répartition des sources de production et des autres facteurs sont décrits dans le tableau ci-dessous.

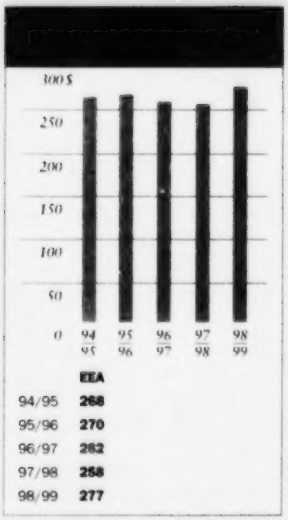
Combustibles et achats d'électricité pour les ventes dans la province

(en millions de dollars)	*1998/99*	*1997/98*	*Écart*	*Énergie produite (GWh)*	*Écart en GWh 1997/98*
Thermique	**165 $**	216 $	(51) $	7 007	(857)
Nucléaire	**6**	3	3	4 249	889
Hydroélectrique	**0**	0	0	2 677	340
Achats	**32**	48	(16)	595	(459)
Total	**203 $**	267 $	(64) $	14 528	(87)

Coûts des combustibles et des achats d'électricité pour les ventes à l'extérieur de la province
Les revenus à l'extérieur de la province ont augmenté de 60 millions de dollars en 1998-1999, reflétant une demande accrue principalement en Nouvelle-Angleterre. Les coûts des combustibles et des achats d'électricité pour répondre à cette demande ont augmenté de 34 millions de dollars, donnant lieu à une amélioration de 26 millions des marges nettes liées aux ventes à l'extérieur de la province.

Combustibles et achats d'électricité pour les ventes à l'extérieur de la province

(en millions de dollars)	*1998/99*	*1997/98*	*Écart*	*Écart en %*
Énergie (GWh) vendue	**7 048**	4 771	2 277	48 %
Recettes à l'extérieur de la province	**304 $**	244 $	60 $	25 %
Coûts des combustibles et des achats	**171**	137	34	25 %
Marge à l'extérieur de la province	**133 $**	107 $	26 $	24 %



La hausse de 34 millions de dollars des coûts des combustibles et des achats d'électricité représente une hausse de 25 % par rapport à l'exercice précédent. Les ventes d'énergie ont augmenté de 48 % au cours de la même période. La baisse des prix du carburant a joué un rôle important dans la maîtrise des coûts liés à la hausse de la production.

Dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration
Les dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration (EEA) se sont chiffrées à 277 millions en 1998-1999, comparativement à 258 millions en 1997-1998. Cela représente une hausse de 19 millions, ou 7,4 %, principalement dans les domaines suivants :

- Amélioration du programme de rendement de Point Lepreau.
- Mise à jour des systèmes d'information et de l'infrastructure technologique.
- Solutions technologiques pour le « passage à l'an 2000 ».
- Augmentation du nombre d'heures d'exploitation de la centrale de Coleson Cove.

Les mesures de maîtrise des coûts mises en place par la Société ont permis de limiter les dépenses générales EEA et de compenser partiellement le coût accru des investissements stratégiques dans les domaines du nucléaire et des technologies de l'information.

Amortissement et déclassement
L'amortissement et le déclassement ont représenté 189 millions de dollars en 1998-1999, comparativement à 177 millions en 1997-1998, soit une augmentation de 12 millions, ou 6,8 %. Le principal facteur en cause ici est la modification comptable touchant l'amortissement de la tranche nucléaire (voir la note 2. a) des États financiers).

Frais financiers
Les frais financiers ont totalisé 346 millions de dollars en 1998-1999, comparativement à 344 millions en 1997-1998. Cette augmentation de 2 millions, ou 0,6 %, des frais financiers par rapport à ceux de l'exercice précédent reflète deux données :

- Une augmentation de 12 millions alors que le taux de change du dollar canadien est passé de 71 cents américains en moyenne et 1997-1998 à 66 cents en 1998-1999.
- Une réduction de 10 millions attribuable aux effets cumulatifs du programme de réduction de la dette.

Transferts

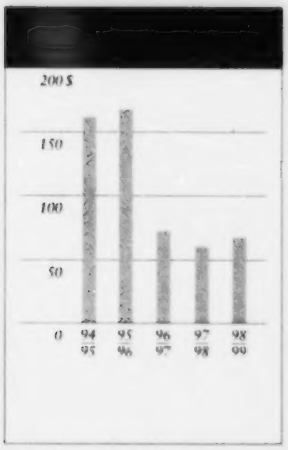
La Société a éliminé le compte d'enlèvement des canaux de combustible, le dernier de ses comptes de réserve, et le solde de 9 millions a été versé au poste du revenu net en 1998-1999.

Radiation de la charge reportée

En 1997-1998, Énergie NB a fait appel au cabinet de consultants Hagler Bailly d'Arlington en Virginie pour faire une analyse poussée des facteurs techniques et économiques, à court et à long termes, qui auront des répercussions sur le rendement de la centrale nucléaire de Point Lepreau. L'analyse indique que, bien que l'exploitation de la centrale soit rentable à court terme, il faudra procéder à une importante remise à neuf de la centrale vers l'an 2008. La décision de remettre la centrale à neuf pour une durée de vie de 25 ans ou de la fermer sera prise au cours des quatre à six prochaines années alors que les conditions d'exploitation le justifieront et que les incertitudes diminueront.

Jusqu'en 1997-1998, la politique d'amortissement de la Société se fondait sur le fait que la centrale continuerait de fonctionner jusqu'en 2014. À la suite de l'analyse effectuée par le cabinet, la valeur comptable de la centrale a été réduite de 450 millions de dollars, ce qui représente la partie de la valeur capitalisée de la centrale qui n'est pas récupérable par l'amortissement avant la remise à neuf nécessaire ou la fermeture, si l'on décide de ne pas procéder à une remise à neuf. Au 31 mars 1998, une charge reportée compensatoire de 450 millions a été portée au bilan. L'année suivante, la Société s'est engagée à trouver une nouvelle source de revenus pour récupérer la charge reportée au cours d'une prochaine période, ou à virer la charge reportée au poste des revenus.

Énergie NB a viré la charge reportée au poste des revenus en 1998-1999. Différentes sources de revenus ont été examinées, mais finalement, aucune solution acceptable n'a été trouvée.



Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement ont totalisé 65 millions de dollars en 1998-1999, comparativement à 59 millions en 1997-1998. Cette hausse est principalement attribuable aux investissements dans le domaine des technologies de l'information.

Encaisse d'exploitation et réduction de la dette

Encaisse d'exploitation

L'encaisse d'exploitation d'Énergie NB s'est chiffrée à 247 millions de dollars en 1998-1999, comparativement à 163 millions au cours de l'exercice précédent, ce qui représente une augmentation de 84 millions, ou 51,5 %. En 1998-1999, l'encaisse d'exploitation a dépassé les besoins de dépenses d'investissement, permettant ainsi à Énergie NB de réduire sa dette pour une troisième année consécutive.

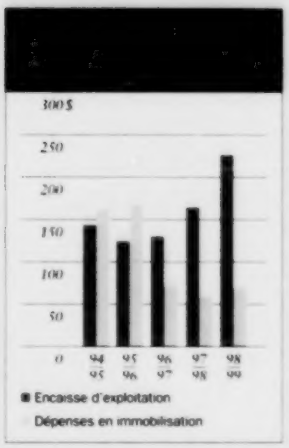
(en millions de dollars)	*1998/99*	*1997/98*	*1996/97*
Bénéfice net (perte)	**(423) $**	(21) $	(19) $
Dépréciation et autres éléments hors caisse n'exigeant pas un paiement comptant	**670**	184	148
Encaisse d'exploitation	**247 $**	163 $	129 $

Réduction de la dette

Les libres mouvements de trésorerie ont représenté 189 millions de dollars en 1998-1999, comparativement à 67 millions au cours de l'exercice précédent[1]. À la suite d'un redressement du bilan pour les pertes d'opérations de change, la réduction de la dette était de 123 millions, comparativement à 44 millions en 1997-1998. La Société prévoit améliorer l'encaisse d'exploitation et la réduction de la dette.

(en millions de dollars)	*1998/99*	*1997/98*	*1996/97*
Libres mouvements de trésorerie	**189 $**	67 $	68 $
Redressement des opérations de change	**(66)**	(23)	(15)
Diminution de la dette nette	**123 $**	44 $	53 $

[1] Les *libres mouvements de trésorerie* comprennent l'encaisse d'exploitation moins les dépenses d'investissement, plus les contributions des abonnés et les modifications du fonds de roulement, sous déduction des rentes reportées.



Liquidités

La Société conserve environ 5 % de ses emprunts comme titres obligataires à taux d'intérêt variable. Pendant l'exercice financier 1998-1999, des obligations de 22 millions de dollars américains à 5,5 % sont arrivées à échéance en décembre 1998, et des obligations de 24 millions de dollars américains à 7,625 %, en mars 1999. En décembre 1998, Énergie NB a exercé ses options d'achat pour le rachat anticipé d'obligations d'une valeur de 75 millions à 10,25 % venant à échéance en décembre 2003. Énergie NB continuera d'exercer son droit d'appel au rachat lorsqu'une telle mesure permet le refinancement d'une dette à coupon élevé. Le 31 mars 1999, la dette était composée des éléments suivants :

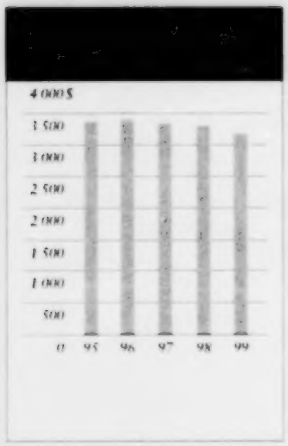
(en millions de dollars)	*1998/99*	*1997/98*	*1996/97*
Dette à long terme, nette des fonds d'amortissement	**3 019 $**	3 104 $	3 247 $
Dette à court terme	**159**	194	111
Espèces et investissements à court terme	**(7)**	(4)	(21)
Total	**3 171 $**	3 294 $	3 337 $

Gestion des risques

Énergie NB gère de façon active divers risques liés à ses activités.

Sensibilité financière

Variable économique	*Sensibilité / Écart (+/-)*	*Effets sur les bénéfices nets 1998-1999 (en millions de dollars)*
$CAN (¢US)	1 ¢US	4,5 $
Taux d'intérêt (à court terme)	1 %	2,0 $
Taux d'intérêt (à long terme)	1 %	2,0 $
Croissance de la charge	1 %	4,0 $
Prix du pétrole ($US/baril)	1 $US/baril	4,0 $
Facteur de capacité de la tranche nucléaire	1 %	1,2 $



Dette

L'importance de la dette d'Énergie NB limite sa marge financière. Les nouvelles initiatives commerciales sont menées dans le cadre de partenariats afin de ne pas augmenter la dette.

Devises étrangères

La dépendance d'Énergie NB par rapport au dollar américain est compensée par un programme actif de couverture de risque de change et par la reconduction de la dette en dollars américains sous la forme de fonds canadiens. Environ 35 % de l'ensemble du coût des achats de combustibles, d'électricité et des frais financiers sont en dollars américains. Par ailleurs, la dette nette totale est touchée par la conversion en devises étrangères de la dette d'environ 660 millions de dollars américains de la Société.

Volatilité des prix du mazout

La Société a utilisé environ 9 millions de barils de mazout au cours de l'année pour produire de l'électricité. Pour atténuer la volatilité des prix du mazout, la Société a poursuivi sa stratégie de diversification du combustible. À l'avenir, les possibilités de production à partir du gaz naturel diversifieront les sources de carburant et diminueront la dépendance de l'entreprise à l'égard du mazout.

Centrale de Point Lepreau

La fiabilité du rendement de la centrale de Point Lepreau est essentielle à la santé financière de la Société. La centrale a reçu deux renouvellements de permis de la part des autorités fédérales en 1997-1998. Le programme d'amélioration du rendement, étalé sur plusieurs années, est axé sur un rendement constant et prévisible. De nouveaux programmes de gestion de la centrale sont à l'étude dans les domaines de l'organisation, de la planification et de la mesure du rendement. Par ailleurs, on a mis sur pied un programme destiné à régler de façon dynamique les problèmes liés au vieillissement de la centrale.

An 2000

Le programme de préparation en vue de l'an 2000 d'Énergie NB a été lancé en 1997 et devrait être terminé en septembre 1999, date à laquelle tous les systèmes et l'équipement essentiels seront prêts pour le passage à l'an 2000.

Ce programme couvre toutes les activités de surveillance qui font intervenir le conseil d'administration, le comité de direction, un groupe de conseillers internes et des vérificateurs externes. Les activités du programme ont été axées sur un inventaire et un programme d'analyse complets, l'assurance de la conformité et un programme d'urgence détaillé pour s'assurer que, en cas d'événements imprévus, l'électricité sera rétablie rapidement et efficacement. À la lumière de la position stratégique d'Énergie NB dans le nord-est de l'Amérique du Nord, les programmes de maintien des activités impliquent une consultation avec les partenaires auxquels nous sommes liés.

Rapport de la direction

Les états financiers consolidés de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick ont été dressés par la direction, conformément aux principes comptables généralement reconnus au Canada. Ces états financiers sont du ressort de la direction et ont reçu l'approbation du conseil d'administration. De l'avis de la direction, les états financiers ont été dressés selon des méthodes appropriées, suivant les principes comptables décrits dans les notes complémentaires jointes à ces états. Les données financières présentées dans les autres parties du présent rapport annuel sont conformes à celles qui sont fournies dans les états financiers consolidés.

La direction utilise un système de contrôles internes pour s'assurer de la fiabilité et de l'exactitude des données financières et de la protection des biens de la Société. Ces contrôles et les systèmes connexes font l'objet d'examens périodiques par les vérificateurs internes.

Les données financières ont été examinées par les vérificateurs externes Deloitte & Touche. C'est à eux qu'il incombe d'exprimer une opinion professionnelle sur la justesse des états financiers produits par la direction. Le Rapport des vérificateurs précise leur opinion et la portée de leur examen.

Le président et chef de la direction,

James F. Hankinson

La vice-présidente, Finances et Systèmes informatiques,

Sharon MacFarlane

Le 1er juin 1999

Rapport des vérificateurs

L'honorable Marilyn Trenholme Counsell, MD
Lieutenante-gouverneure du Nouveau-Brunswick
Fredericton (Nouveau-Brunswick)

Madame,

Nous avons vérifié le bilan consolidé de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick au 31 mars 1999 et les états consolidés des résultats, des bénéfices non répartis et des flux de trésorerie de l'exercice terminé à cette date. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur notre vérification.

Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir un degré raisonnable de certitude quant à l'absence d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers donnent, à tous égards importants, une image fidèle de la situation financière de la Société au 31 mars 1999 ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus.

Deloitte & Touche LLP

Comptables agréés

Le 1er juin 1999

État consolidé des résultats

de l'exercice terminé le 31 mars 1999

(en millions de dollars)	*1999*	*1998*
Produits		
Ventes d'électricité *(Note 3)*		
À l'intérieur de la province	**872 $**	869 $
À l'extérieur de la province	**304**	244
Autres	**28**	27
	1 204	1 140
Charges		
Achats d'électricité	**98**	120
Combustibles	**276**	284
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	**277**	258
Amortissement et déclassement *(Note 4)*	**189**	177
	840	839
Bénéfice avant frais de financement	**364**	301
Frais de financement *(Note 5)*	**346**	344
Bénéfice (perte) avant virements et radiation	**18**	(43)
Virement du compte d'enlèvement des canaux de combustible *(Note 6)*	**9**	22
Bénéfice (perte) avant radiation	**27**	(21)
Radiation de la charge reportée – centrale nucléaire *(Note 11)*	**450**	—
Perte nette de l'exercice	**(423)**	(21)
Bénéfices non répartis		
Au début	**425**	446
À la fin	**2 $**	425 $

Voir les notes complémentaires.

Bilan consolidé

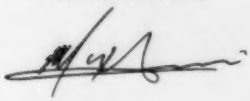
au 31 mars 1999

(en millions de dollars)	*1999*	*1998*
Biens-fonds, installations et matériel *(Note 7)*		
Terrains, bâtiments, installations et matériel, au prix coûtant	**5 218 $**	5 175 $
Moins : amortissement cumulé	**2 088**	1 923
	3 130	3 252
Actif à long terme		
Placements du fonds d'amortissement *(Note 12)*	**56**	70
Actif à court terme		
Encaisse et placements à court terme	**7**	4
Comptes débiteurs	**191**	188
Matières, fournitures et combustibles	**74**	77
Charges payées d'avance	**3**	5
	275	274
Charges reportées		
Différences de change non matérialisées, moins les montants amortis *(Note 8)*	**155**	111
Escompte et frais d'émission de débentures et de billets, moins les montants amortis	**25**	29
Prestations de retraite reportées *(Note 9)*	**25**	11
Charge reportée – centrale nucléaire *(Note 11)*	**—**	450
	205	601
	3 666 $	4 197 $

Voir les notes complémentaires.

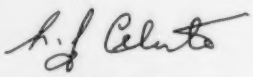
Au nom de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick

Président du conseil,



MAX LEWIS

Administrateur



LINO J. CELESTE

Bilan consolidé

au 31 mars 1999

(en millions de dollars)	*1999*	*1998*
Dette à long terme *(Note 12)*		
Débentures et autres emprunts	**3 250 $**	3 363 $
Moins : fonds d'amortissement	**305**	288
	2 945	3 075
Passif à court terme		
Dette à court terme *(Note 13)*	**159**	194
Comptes créditeurs et charges à payer	**128**	105
Intérêts courus	**84**	85
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an *(Note 12)*	**130**	99
	501	483
Passif reporté		
Gestion du combustible irradié et déclassement des installations *(Note 14)*	**197**	185
Enlèvement des canaux de combustible *(Note 6)*	**—**	9
Autres *(Note 15)*	**21**	20
	218	214
Capitaux propres		
Bénéfices non répartis	**2**	425
	3 666 $	4 197 $

Voir les notes complémentaires.

État consolidé des flux de trésorerie

de l'exercice terminé le 31 mars 1999

(en millions de dollars)	*1999*	*1998*
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités suivantes :		
Exploitation		
Perte nette de l'exercice	**(423)$**	(21)$
Montants imputés à l'exploitation ou portés à son crédit au cours de l'exercice mais n'entraînant pas de sorties de fonds *(Note 16)*	**670**	184
	247	163
Évolution nette des soldes du fonds de roulement hors caisse	**21**	(25)
	268	138
Financement		
Remboursements de la dette	**(81)**	(99)
Paiements au fonds d'amortissement	**(70)**	(67)
Augmentation (diminution) de la dette à court terme	**(35)**	82
	(186)	(84)
Investissement		
Dépenses liées aux biens-fonds, aux installations et au matériel, déduction faite des contributions des abonnés et du produit de l'aliénation	**(65)**	(59)
Prestations de retraite reportées	**(14)**	(11)
	(79)	(70)
Rentrées nettes (sorties nettes)	**3**	(16)
Encaisse et placements à court terme		
Au début	**4**	20
À la fin	**7 $**	4 $

Voir les notes complémentaires.

1. Principales conventions comptables

La Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (la « Société ») a été constituée en société de la Couronne de la province du Nouveau-Brunswick en 1920, en vertu de la Loi sur l'énergie électrique du Nouveau-Brunswick. La mission de la Société consiste à fournir un approvisionnement continu d'électricité afin de répondre aux besoins actuels de même qu'aux mises en valeur futures de la province. Elle vise également à favoriser l'économie et l'efficience dans la production, la distribution, l'approvisionnement, la vente et l'utilisation de l'électricité.

Les présents états financiers ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus ayant trait aux entités à tarifs réglementés, appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent sauf en ce qui concerne les changements indiqués à la note 2. Les états financiers comprennent les comptes de la Société et ceux de sa filiale détenue en propriété exclusive, N.B. Coal Limited (« N.B. Coal »).

a) Réglementation

La Société est réglementée en vertu d'un système de plafonnement des tarifs. Les augmentations apportées aux moyennes annuelles des tarifs qui sont supérieures à 3,0 % ou à l'indice des prix à la consommation, en retenant le plus élevé des deux, sont assujetties à l'examen réglementaire et à l'approbation de la Commission des entreprises de service public de la province du Nouveau-Brunswick (la « Commission des entreprises de service public »).

b) Biens-fonds, installations et matériel

Le prix coûtant des ajouts aux biens-fonds, aux installations et au matériel comprend le coût d'origine des services de sous-traitance, de la main-d'œuvre directe et du matériel, des intérêts sur les fonds utilisés durant la construction et des frais indirects d'administration et autres frais, moins les crédits pour la valeur de l'électricité produite pendant la période de mise en service. Les frais d'administration et autres frais sont capitalisés durant la construction en affectant une partie des frais généraux de cette nature aux coûts directs de construction engagés chaque mois. Certains coûts de formation liés à l'aménagement de nouvelles installations et les coûts de travaux d'entretien importants qui sont engagés de façon irrégulière sur la durée de vie des biens correspondants sont également capitalisés.

Les intérêts durant la construction sont capitalisés mensuellement d'après le coût des emprunts à long terme. Lorsque des biens sont mis hors service pour une période prolongée en vue de leur remise à neuf, les intérêts durant la construction sont passés en charges selon la valeur comptable nette du bien en question.

Les coûts engagés pour les mesures d'économie d'énergie et de gestion de l'énergie, y compris les intérêts capitalisés pour des programmes ayant des avantages à long terme, sont inscrits dans une catégorie distincte de biens-fonds, d'installations et de matériel.

Les contributions aux frais de construction, qui incluent des montants reçus des abonnés de même que les subventions pour la recherche et le développement pour les nouvelles installations, sont portées en diminution du coût des éléments d'actif connexes. Les montants reçus des abonnés sont amortis sur la durée d'utilisation prévue des biens en question, et le crédit qui en résulte est porté en diminution de la provision pour amortissement correspondante.

Le coût des biens du réseau de distribution mis hors service, déduction faite des montants liés au démantèlement et à la récupération, est imputé à l'amortissement cumulé. Quant aux autres biens-fonds, installations et matériel vendus, le coût et l'amortissement cumulé sont éliminés des comptes, et le gain ou la perte résultant de l'aliénation est imputé aux activités d'exploitation.

La Société calcule l'amortissement de tous les biens à des taux permettant d'amortir leur prix coûtant, déduction faite de la valeur de récupération prévue, sur leur durée d'utilisation prévue. La durée d'utilisation prévue des immobilisations est analysée périodiquement et toute modification aux biens est appliquée prospectivement. L'amortissement est interrompu provisoirement lorsque les biens sont mis hors service pour une période prolongée en vue de leur remise à neuf. L'amortissement de certaines pièces du matériel minier est calculé d'après une méthode d'amortissement croissant, le montant de l'amortissement étant fondé sur le montant du remboursement de la dette s'y rapportant requis au cours de l'exercice. Tous les autres biens sont amortis suivant la méthode de l'amortissement linéaire. L'amortissement est calculé sur le prix coûtant net des biens-fonds, des installations et du matériel qui ont fait l'objet de subventions.

1. Biens-fonds, installations et matériel *(suite)*

Les principales catégories de biens-fonds, d'installations et de matériel ont été amorties suivant leur durée d'utilisation estimative aux taux suivants :

Biens	*Années*
Centrales hydroélectriques	100
Centrales thermiques	35
Centrale nucléaire	25
Centrales à turbine à combustion	25
Postes et sous-stations	40
Réseau de transport	de 35 à 55
Réseau de distribution	de 10 à 35
Bâtiments	
Généraux	40
Siège social	50
Matériel minier	de 20 à 25

Chaque catégorie d'actif comprend des composantes qui sont amorties sur des durées d'utilisation inférieures à celles de leurs principales catégories d'actif correspondantes.

c) Stocks
Les stocks de matériel et de fournitures, de mazout et de charbon sont évalués au coût moyen. Les stocks de combustible nucléaire sont évalués au prix coûtant selon la méthode de l'épuisement successif.

d) Escomptes, primes et frais d'émission de débentures et de billets
La Société amortit les escomptes et les primes sur débentures et billets ainsi que les frais d'émission sur la durée de chacune des émissions.

e) Opérations de change
Les éléments d'actif et de passif monétaire libellés en monnaie étrangère sont convertis en dollars canadiens (CA) aux taux de change en vigueur à la date du bilan, sauf lorsqu'ils ont fait l'objet d'une opération de couverture par l'intermédiaire de l'acquisition d'un contrat de change à terme, auquel cas le taux fixé en vertu du contrat est utilisé pour la conversion. Les gains ou les pertes non matérialisés résultant de la conversion d'éléments à long terme sont amortis suivant la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée de vie restante des éléments d'actif et de passif à valeur vénale fixe correspondants, à l'exception des montants reliés au financement d'importants projets de construction en cours qui sont reportés jusqu'à l'achèvement des travaux, puis amortis sur la durée de vie restante des éléments de passif à valeur vénale fixe correspondants. Le solde non amorti des gains ou des pertes de change reportés est accumulé dans un compte de différences de change non matérialisées qui figure au bilan sous la rubrique Charges reportées.

Les gains ou les pertes de change provenant d'opérations qui influent sur l'exploitation courante sont portés aux résultats.

f) Instruments financiers
Dette à long terme
La dette à long terme est inscrite au bilan au prix coûtant. La juste valeur estimative de cette dette est présentée dans les notes complémentaires et elle est établie en fonction de la valeur marchande ou des estimations de cette valeur fondées sur des titres d'emprunt assortis de conditions et d'échéances analogues. Il est à noter toutefois que la juste valeur estimative n'inclut pas les coûts engagés pour échanger ou rembourser la dette.

Instruments dérivés
La Société conclut des contrats de change à terme échéant à moins d'un an en vue de gérer le risque de change lié aux intérêts à payer sur la tranche de la dette à long terme libellée en dollars US. La Société conclut également des contrats portant sur des swaps de prix de pétrole afin de réduire l'effet des variations du coût du pétrole utilisé dans le cadre de son exploitation. La Société ne détient aucun instrument dérivé aux fins de spéculation.

1. Biens-fonds, installations et matériel *(suite)*

g) Produits

Les abonnés de l'usage domestique et de l'usage général font l'objet d'une facturation mensuelle selon un système de facturation cyclique. La facturation de tous les autres abonnés a lieu à la fin de chaque mois. Les produits afférents à des éléments non facturés à la fin de toute période comptable sont estimés et inscrits aux comptes.

h) Gestion du combustible irradié et déclassement des installations

Afin de pourvoir aux coûts estimatifs futurs relativement à l'évacuation permanente du combustible nucléaire irradié et au déclassement de la centrale nucléaire pour que l'emplacement ne soit plus, par conséquent, assujetti à un usage restreint, la Société porte annuellement aux résultats des montants qui, majorés des intérêts, couvriront les coûts de ces activités futures à mesure qu'elles auront lieu. Les coûts estimatifs futurs sont établis d'après une étude détaillée qui tient compte de diverses hypothèses sur les moyens et l'échéancier à adopter pour le démantèlement de la centrale nucléaire, le coût du transport des matières radioactives vers des installations d'évacuation permanentes et la fluctuation prévue des taux d'intérêt et d'inflation. Quant au combustible nucléaire irradié, la charge annuelle est fonction de la quantité de combustible nucléaire utilisé chaque année, tandis que les coûts du déclassement de la tranche nucléaire sont imputés selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée de vie de la centrale.

La Société constitue également une provision au moyen d'une charge annuelle, portée aux résultats, pour tenir compte des coûts estimatifs futurs qui découleront du déclassement de ses centrales thermiques. Le montant de cette charge, majoré des intérêts courus, servira à couvrir les coûts totaux des activités de déclassement à mesure qu'ils seront engagés.

Les montants imputés chaque année pour couvrir ces activités sont cumulés dans un compte de passif reporté incluant les intérêts, capitalisés annuellement, sur le total des montants perçus. Les intérêts sont calculés selon le taux d'emprunt à long terme de la Société et ils sont imputés aux résultats chaque année.

Les coûts engagés de façon régulière à l'égard de la gestion du combustible irradié et du déclassement des installations sont imputés au compte du passif reporté.

Étant donné les progrès technologiques potentiels en matière de déclassement et de gestion du combustible irradié, et en raison des diverses hypothèses et estimations inhérentes aux calculs, la Société met périodiquement ses calculs à jour et effectue les redressements de façon prospective.

i) Régimes de retraite

Les employés de la Société souscrivent au Régime de pension de retraite dans les services publics de la province du Nouveau-Brunswick. Ce régime interentreprises offre des pensions établies d'après le nombre d'années de service et la moyenne des cinq années consécutives où les gains ont été les plus élevés. La Société et ses employés versent des cotisations au régime comme le stipulent la Loi sur la pension de retraite dans les services publics et ses règlements. N.B. Coal maintient un régime complémentaire de retraite à prestations déterminées contributif pour ses employés.

Les coûts des deux régimes de retraite sont déterminés au moyen d'une évaluation actuarielle fondée sur la méthode prospective au prorata des années de service ainsi que sur les hypothèses que la direction juge les plus probables. Les redressements résultant des modifications apportées aux régimes, des gains et pertes actuariels, des modifications apportées aux hypothèses actuarielles et de l'écart entre la valeur actuarielle des obligations au titre des prestations constituées et la valeur axée sur la valeur marchande de l'actif du régime de retraite sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée moyenne estimative du reste de la carrière active du groupe de salariés.

j) Allocations de retraite

La Société a constitué pour les salariés un programme d'allocations de retraite qui prévoit un règlement forfaitaire d'une semaine de paie, jusqu'à concurrence de 26 semaines, pour chaque année complète de service continu. La valeur actuarielle des obligations au titre des allocations de retraite constituées pour services passés est amortie selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée moyenne estimative du reste de la carrière active du groupe de salariés.

k) Programmes de retraite anticipée

Le coût total de ces programmes est imputé aux résultats dans l'année où le programme est mis sur pied, sans tenir compte de la date où les versements sont réellement effectués.

l) Utilisation d'estimations
La préparation des états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus exige que la direction fasse des estimations et établisse des hypothèses qui ont une incidence sur les montants présentés au titre des éléments d'actif et de passif à la date des états financiers ainsi que sur les montants inscrits au titre des produits et des charges au cours de la période considérée. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations.

2. Modifications des conventions comptables

a) Méthode d'amortissement de la centrale nucléaire
Avec prise d'effet le 1er avril 1998, la Société a remplacé la méthode de l'amortissement progressif par la méthode de l'amortissement linéaire, méthode qu'elle applique prospectivement, et elle a fait passer la durée de vie de sa centrale nucléaire de 31 à 25 ans. Cette modification a entraîné une augmentation de l'amortissement de 6 millions de dollars pour l'exercice 1998-1999.

b) Allocations de retraite
Le 1er avril 1998, la Société a remplacé prospectivement la méthode de comptabilisation des allocations de retraite en passant de la comptabilité de caisse à la comptabilité d'exercice. Cette modification a donné lieu à une augmentation des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration de 3 millions de dollars de même qu'à une hausse des charges financières de 1 million pour l'exercice 1998-1999.

3. Ventes

a) Les ventes d'électricité à la Province du Nouveau-Brunswick et à d'autres sociétés d'État sont comptabilisées selon les tarifs commerciaux standard.

b) Les ventes d'électricité à l'extérieur de la province comprennent des ventes de 183 millions de dollars (150 millions en 1998) à des entreprises d'électricité aux États-Unis.

4. Amortissement et déclassement

	1999	*1998*
Amortissement	**186 $**	174 $
Charges liées au déclassement	**3**	3
	189 $	177 $

5. Frais de financement

	1999	*1998*
Intérêts débiteurs		
– sur débentures et autres emprunts	**321 $**	323 $
– sur éléments de passif reportés	**14**	15
	335	338
Moins le produit des fonds d'amortissement et des autres placements	**35**	31
	300	307
Frais de garantie du gouvernement provincial	**21**	22
Amortissement de l'escompte et des frais liés aux débentures	**4**	4
Amortissement des différences de change non matérialisées	**22**	12
	347	345
Moins les intérêts capitalisés	**1**	1
	346 $	344 $

6. Enlèvement des canaux de combustible

La Société a établi qu'il n'était plus nécessaire de tenir un compte distinct en ce qui a trait à l'enlèvement des canaux de combustible et elle a ainsi procédé à l'élimination, échelonnée sur une période de trois ans qui a débuté le 1er octobre 1995, du compte de passif en cause. Un montant de 9 millions de dollars a été crédité à l'exercice terminé le 31 mars 1999 (22 millions en 1998).

7. Biens-fonds, installations et matériel

	1999		1998	
	Coût	Amortissement cumulé	Coût	Amortissement cumulé
Centrales électriques	**3 683 $**	**1 447 $**	3 680 $	1 320 $
Réseau de transport	**249**	**106**	247	101
Postes et sous-stations	**390**	**175**	386	163
Réseau de distribution	**636**	**240**	616	224
Autres biens-fonds	**57**	**24**	56	22
Matériel de communication	**15**	**9**	15	8
Matériel minier et éléments d'actif correspondants	**74**	**44**	75	40
Véhicules et matériel divers	**66**	**43**	72	45
Mesures d'économies d'énergie et de gestion de l'énergie	**6**	**—**	5	—
Construction en cours	**42**	**—**	23	—
	5 218 $	**2 088 $**	5 175 $	1 923 $

8. Différence de change non matérialisée, moins les montants amortis

	1999	1998
Différence de change à la date du bilan	**204 $**	162 $
Moins l'amortissement cumulé	**49**	51
	155 $	111 $

9. Prestations de retraite reportées

Comme en fait mention la note 1i), les employés de la Société souscrivent au Régime de pension de retraite dans les services publics de la province du Nouveau-Brunswick (régime de retraite dans les services publics). Des évaluations actuarielles sont effectuées régulièrement en vue de déterminer le coût des prestations de retraite et d'établir le montant requis des cotisations. La méthode d'évaluation actuarielle utilisée fait appel aux hypothèses les plus probables de la direction ou du promoteur en vue de déterminer la valeur actualisée des obligations au titre des prestations constituées, à partir d'une projection des salaires jusqu'à la date normale de retraite. Le taux d'intérêt s'appliquant sur les prestations constituées et le taux de rendement de l'actif utilisés aux fins de ces calculs s'établissent à 8,42 %. La dernière évaluation actuarielle du régime de retraite dans les services publics a été effectuée le 1er avril 1997.

9. Prestations de retraite reportées *(suite)*

Les coûts et obligations découlant du régime de retraite dans les services publics et du régime de complémentaire de retraite de N.B. Coal attribuables à la quote-part de la Société de ces régimes se résument au 31 mars 1999 à ce qui suit :

	1999	*1998*
Actif de la caisse de retraite (valeur marchande)	**540 $**	543 $
Obligations au titre des prestations constituées	**512 $**	472 $
La charge de retraite de l'exercice se compose de ce qui suit :		
Coût des prestations pour l'exercice	**6**	5
Intérêts sur les prestations constituées	**40**	37
Intérêts sur l'actif de la caisse de retraite	**(45)**	(38)
Amortissement du solde excédentaire transitoire	**(1)**	(1)
Charge de retraite	**1**	—
	1 $	3 $

L'excédent de l'ensemble des cotisations versées au régime de retraite sur la charge de retraite, qui s'élève à 25 millions de dollars (11 millions en 1998) a été viré à un compte d'actif sous la rubrique Charges reportées.

10. Obligation au titre des allocations de retraite

La Société a constitué pour les employés le programme d'allocations de retraite décrit à la note 1j). Les calculs actuariels servent à déterminer le montant des obligations de la Société au titre des allocations de retraite. La méthode actuarielle utilisée fait appel aux hypothèses les plus probables de la direction pour déterminer la valeur actualisée de l'obligation au titre des allocations de retraite constituées d'après une projection des salaires jusqu'à la date normale de retraite. Le taux d'intérêt servant au calcul de ces obligations s'élevait à 6 %. Les plus récents calculs actuariels datent du 1er avril 1998.

L'obligation au titre des allocations de retraite s'élevait à 23 millions de dollars au 31 mars 1999.

La charge de retraite de l'exercice se compose de ce qui suit :

Coût des allocations pour l'exercice	**1 $**
Intérêts sur l'obligation au titre des allocations constituées	**1**
Amortissement de l'obligation transitoire	**2**
	4 $

11. Radiation de la charge reportée – centrale nucléaire

Au cours de l'exercice 1997-1998, la valeur comptable de la centrale nucléaire a été réduite de 450 millions de dollars et, en contrepartie, une charge reportée de 450 millions a été inscrite au bilan. La Société s'était engagée à définir une nouvelle source de revenus devant permettre précisément de recouvrer la charge reportée au cours d'exercices ultérieurs ou à la radier au cours de l'exercice 1998-1999.

Au cours de l'exercice, la Société n'a pu définir une nouvelle source de revenus devant permettre de recouvrer la charge reportée de 450 millions de dollars. Par conséquent, la charge reportée a été radiée et portée à l'état des résultats.

12. Dette à long terme

	1999	1998
Débentures garanties par la Province du Nouveau-Brunswick	**363 $**	441 $
Débentures détenues par la Province du Nouveau-Brunswick	**3 017**	3 021
	3 380	3 462
Moins : paiements exigibles d'ici un an	**130**	99
	3 250 $	3 363 $

Débentures et billets

Échéance	*Taux d'intérêt moyen*	*Canadiens*	*Américains*	*1999*	*1998*
Exercices se terminant les :					
31 mars 1999	—%	— $	— $	**— $**	65 $
31 mars 2000	8,3%	100	—	**100**	100
31 mars 2001	10,6%	251	—	**251**	251
31 mars 2002	9,6%	250	—	**250**	250
31 mars 2003	8,0%	500	181	**681**	670
31 mars 2004	7,5%	100	—	**100**	—
1 an à 5 ans	8,7%	1 201	181	**1 382**	1 336
6 ans à 10 ans	10,2%	620	—	**620**	670
11 ans à 30 ans	8,9%	550	815	**1 365**	1 440
Débentures et billets		2 371 $	996 $	**3 367 $**	3 446 $
Emprunt remboursable en versements annuels comprenant le capital et les intérêts, à des taux variant entre 4,5% et 8,5% par année jusqu'en 2011.				**13**	16
Total de la dette à long terme				**3 380 $**	3 462 $

Le solde des débentures libellées en dollars américains en circulation au 31 mars 1999 s'élevait à 660 millions de dollars US.

Le taux d'intérêt moyen pondéré de toutes les débentures et de tous les billets en circulation au 31 mars 1999 est de 9,07% (9,06% en 1998).

Remboursement de la dette à long terme
Les versements sur la dette à long terme (déduction faite des fonds d'amortissement qui, d'après les prévisions, seront disponibles à l'échéance, y compris les bénéfices réels au 31 mars 1999 et les bénéfices futurs calculés aux taux d'intérêt prévus) et les obligations relatives au fonds d'amortissement à l'égard de la dette impayée au 31 mars 1999 sont les suivants pour chacun des exercices compris dans la période de cinq ans se terminant le 31 mars 2004 et tiennent compte des taux de change en vigueur au 31 mars 1999 dans le cas d'une dette libellée en monnaie étrangère :

(en millions)	*Versements de la dette et obligations relatives au fonds d'amortissement*
Exercice se terminant le 31 mars 2000	130 $
Exercice se terminant le 31 mars 2001	237
Exercice se terminant le 31 mars 2002	246
Exercice se terminant le 31 mars 2003	613
Exercice se terminant le 31 mars 2004	109

12. Dette à long terme *(suite)*

Fonds d'amortissement

Le ministre des Finances de la province du Nouveau-Brunswick maintient, à titre de fiduciaire de la Société, un fonds d'amortissement pour toutes les émissions de débentures, le cas échéant. Les revenus des fonds d'amortissement sont portés aux résultats de la Société. Les débentures de la Société détenues dans le fonds sont annulées à leur échéance ou à la date de leur remboursement. Les placements du fonds d'amortissement sont déduits de la dette à long terme, sauf lorsqu'il n'existe aucun droit de compensation juridiquement exécutoire. Les montants n'ayant fait l'objet d'aucune compensation, qui totalisent 56 millions de dollars (70 millions en 1998), ont été reclassés à titre de placements.

Frais de garantie

La Société paie annuellement des frais de garantie à la Province du Nouveau-Brunswick qui correspondent à 0,6489 % du total, comme à la fin de l'exercice précédent, de la dette à long terme garantie par la Province, des débentures détenues par la Province et de la dette à court terme envers la Province, déduction faite du solde détenu dans le fonds d'amortissement.

13. Dette à court terme

Les emprunts bancaires à court terme sont remboursables sur demande. La Société dispose de marges de crédit bancaire, garanties par la Province du Nouveau-Brunswick, pour des emprunts à court terme totalisant 120 millions de dollars. En outre, la Société emprunte, à l'occasion et à des fins temporaires, des fonds de sources différentes, y compris de la Province du Nouveau-Brunswick.

N.B. Coal a des marges de crédit bancaire qui sont garanties par une cession générale des créances.

Les emprunts à court terme contractés auprès de la Province du Nouveau-Brunswick totalisent 159 millions de dollars au 31 mars 1999 (194 millions en 1998).

14. Gestion du combustible irradié et déclassement des installations

	1999	*1998*
Solde au début de l'exercice	**185 $**	172 $
Montants imputés à l'exploitation ou portés à son crédit pour :		
— déclassement	**3**	3
— évacuation du combustible nucléaire utilisé au cours de l'exercice	**(1)**	(3)
— intérêts liés à la gestion du combustible irradié et au déclassement des installations	**11**	14
	13	14
Moins : les frais engagés durant l'exercice	**1**	1
Solde à la fin	**197 $**	185 $

Même si cette obligation est comptabilisée, elle ne fait l'objet d'aucun financement.

15. Autres éléments de passif reportés

	1999	*1998*
Programmes de retraite anticipée	**20 $**	24 $
Programme d'allocations de retraite	**4**	—
	24	24
Moins : les montants échéant à moins d'un an	**3**	4
	21 $	20 $

16. Montants imputés à l'exploitation ou portés à son crédit au cours de l'exercice mais n'entraînant pas de sorties de liquidités

	1999	1998
Radiation de la charge reportée – centrale nucléaire	**450 $**	— $
Amortissement et déclassement	**189**	177
Amortissement de l'escompte et des frais liés aux débentures	**4**	4
Amortissement des différences de change non matérialisées	**22**	12
Gestion du combustible irradié	**(1)**	(3)
Intérêts liés à la gestion du combustible irradié et au déclassement des installations	**11**	14
Programmes de retraite anticipée et d'allocations de retraite	**4**	2
	679	206
Virement du compte d'enlèvement des canaux de combustible	**(9)**	(22)
	670 $	184 $

17. Instruments financiers

Contrats de change à terme

Au 31 mars 1999, la Société détenait des contrats de change à terme en vertu desquels elle s'était engagée à acheter une somme totalisant 71 millions de dollars US (54 millions de dollars US en 1998). Le cours du change moyen pondéré garanti par ces contrats s'établit à 1,5227 $ CA.

La juste valeur des contrats de change à terme s'élève, au 31 mars 1999, à 108 millions de dollars CA (76 millions en 1998).

Swaps de prix de pétrole

Au 31 mars 1999, la Société détenait des contrats portant sur des swaps de prix de pétrole d'un montant total de 27 millions de dollars (25 millions en 1998) échéant au cours du prochain exercice. De ce total, une somme de 12 millions de dollars (13 millions en 1998) constitue un contrat portant sur un swap conclu au nom d'un client. La totalité des gains et des pertes relatifs à ce contrat appartient au client.

En vertu des accords conclus, la Société convient d'échanger des paiements mensuels selon un calcul fondé sur l'écart entre un prix fixe pour une quantité de combustible donnée et le prix variable mensuel cumulatif s'appliquant à la même quantité de combustible. L'écart devant faire l'objet d'un versement ou d'un encaissement est pris en compte dans le coût du combustible.

Si les contrats pour lesquels la Société accumule des gains ou des pertes avaient fait l'objet d'un règlement au 31 mars 1999, le bénéfice se serait élevé à 1 million de dollars US.

Juste valeur de la dette et des fonds d'amortissement

Au 31 mars 1999, la juste valeur estimative de la dette à long terme s'établissait à 3 970 millions de dollars, contre une valeur comptable qui se chiffrait à 3 380 millions (4 077 millions de dollars contre 3 462 millions en 1998). Au 31 mars 1999, la juste valeur estimative de l'ensemble des fonds d'amortissement s'établissait à 395 millions de dollars, contre une valeur comptable qui se chiffrait à 361 millions (394 millions de dollars contre 358 millions en 1998).

18. Engagements

Quai de Belledune
La Société a conclu un contrat de location-exploitation d'une durée de vingt ans pour louer les installations portuaires à Belledune. Le contrat, qui prendra fin en 2013, prévoit une option de renouvellement de vingt ans et des charges annuelles d'environ 4,5 millions de dollars.

Centrale de Courtenay Bay
La Société a conclu un contrat de mise en valeur avec une tierce partie afin de faire de la tranche actuelle de 100 MW une tranche à cycle combiné de 280 MW fonctionnant au gaz naturel qui entrerait en service en 2001. La Société contribuera à l'infrastructure du site et s'engagera à acheter la production d'énergie électrique au cours des mois d'hiver pour ce contrat d'une durée de vingt ans.

19. Éventualité

N.B. Coal a une responsabilité continue envers l'environnement consistant à traiter l'écoulement des eaux acides provenant d'une mine inactive. Les frais permanents de traitement s'élèvent à environ 0,5 million de dollars par année.

20. Incertitude découlant du problème du passage à l'an 2000

Le passage à l'an 2000 pose un problème parce que de nombreux systèmes informatiques utilisent deux chiffres plutôt que quatre pour identifier l'année. Les systèmes sensibles aux dates peuvent confondre l'an 2000 avec l'année 1900 ou une autre date, ce qui entraîne des erreurs lorsque des informations faisant intervenir des dates de l'an 2000 sont traitées. En outre, des problèmes semblables peuvent se manifester dans des systèmes qui utilisent certaines dates de l'année 1999 pour représenter autre chose qu'une date. Les répercussions du problème du passage à l'an 2000 pourront se faire sentir le 1er janvier de l'an 2000, ou encore avant ou après cette date, et, si l'on n'y remédie pas, les conséquences sur l'exploitation et l'information financière peuvent aller d'erreurs mineures à une défaillance importante des systèmes qui pourrait nuire à la capacité de l'entité d'exercer normalement ses activités. Il n'est pas possible d'être certain que tous les aspects du problème du passage à l'an 2000 qui ont une incidence sur l'entité, y compris ceux qui ont trait aux efforts déployés par les clients, les fournisseurs ou d'autres tiers, seront entièrement résolus.

21. Chiffres correspondants

Certains chiffres de l'exercice 1998 ont été reclassés pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour l'exercice 1999.

Bilan de la production

(en millions de kWh)	*1998/99*	*1997/98*	*1996/97*	*1995/96*	*1994/95*
Hydroélectrique	**2 696**	2 357	2 860	2 731	2 797
Thermique	**12 430**	10 914	8 157	8 508	6 271
Nucléaire	**4 970**	3 962	3 777	1 703	5 594
Turbines à combustion	**3**	9	1	8	5
Achats	**2 568**	3 148	3 908	6 274	3 559
Production brute et achats	**22 667**	20 390	18 703	19 224	18 226
Auxiliaires	**1 092**	1 004	904	842	959
Production nette et achats	**21 575**	19 386	17 799	18 382	17 267
Pertes – transformation et transport	**663**	627	677	738	558
Énergie totale disponible pour la distribution	**20 912**	18 759	17 122	17 644	16 709

Bilan des ventes

(en millions de kWh)	*1998/99*	*1997/98*	*1996/97*	*1995/96*	*1994/95*
Ventes					
Ventes en gros	**1 069**	1 091,2	1 094	1 068	1 061
Usage industriel	**5 985**	6 003	5 604	5 620	5 170
Usage général	**2 036**	2 066	2 048	2 023	1 938
Usage domestique	**4 387**	4 575	4 441	4 418	4 326
Éclairage public	**72**	71	69	69	69
Ventes totales dans la province	**13 549**	13 806	13 256	13 198	12 564
Interconnexions	**7 048**	4 771	3 548	4 140	3 797
Ventes totales	**20 597**	18 577	16 804	17 338	16 361
Pertes de distribution	**315**	182	318	306	348
Distribution et vente totale d'énergie	**20 912**	18 759	17 122	17 644	16 709

Remarque : En 1997-1998, les pertes de distribution étaient de 263,5 GWh, moins un rajustement de 81,6 GWh pour 1996-1997.

Bilan des ventes

(en millions de dollars)	*1998/99*	*1997/98*	*1996/97*	*1995/96*	*1994/95*
Ventes en gros	**68**	69	69	67	65
Usage industriel	**283**	280	263	258	234
Usage général	**170**	168	163	158	149
Usage domestique	**335**	336	315	303	289
Éclairage public	**16**	16	15	15	14
Ventes totales dans la province	**872**	869	825	801	751
Interconnexions	**304**	244	182	187	164
Ventes de puissance	**1 176**	1 113	1 007	988	915
Divers	**28**	27	30	30	27
Revenu total	**1 204**	1 140	1 037	1 018	942

Bilan de la production provinciale

(en millions de kWh)	*1998/99*	*1997/98*	*1996/97*	*1995/96*	*1994/95*
Hydroélectrique	**2 696**	2 357	2 859	2 731	2 797
Charbon	**3 065**	3 291	3 375	3 620	2 750
Mazout lourd	**3 114**	3 496	1 976	1 938	1 902
Orimulsion[MD]	**1 509**	1 699	1 550	1 440	4
Nucléaire	**4 558**	3 640	3 479	1 634	4 920
Turbines à combustion	**1**	4	1	1	3
Achats	**574**	1 116	1 894	3 705	2 017
Production brute et achats	**15 517**	15 603	15 134	15 069	14 393
Auxiliaires	**989**	988	882	828	923
Production nette et achats	**14 528**	14 615	14 252	14 241	13 470
Pertes – transformation et transport	**663**	627	677	738	558
Énergie totale disponible pour la distribution	**13 865**	13 988	13 575	13 503	12 912

Demande et capacité de production de pointe

(en MW)	*1998/99*	*1997/98*	*1996/97*	*1995/96*	*1994/95*
Capacité de production nette du parc	**4 119**	4 119	4 111	4 111	4 111
Achats de puissance garantie	**49**	49	49	10	10
Ressources totales disponibles	**4 168**	4 168	4 160	4 121	4 121
Demande de pointe provinciale nette	**2 786**	2 792	2 832	2 826	2 790
Exportations garanties	**531**	492	487	462	460
Réserve d'exploitation	**684**	684	687	725	725
Total de la demande garantie	**4 001**	3 968	4 006	4 013	3 975

Statistiques d'exploitation

(Au 31 mars)	*1998/99*	*1997/98*	*1996/97*	*1995/96*	*1994/95*
Lignes de transport (en km)	**6 660**	6 660	6 660	6 660	6 660
Circuits de distribution (en km)	**25 475**	25 475	25 326	25 246	25 130
Nombre d'abonnés résidentiels	**276 360**	274 116	271 759	269 190	266 123
Nombre d'abonnés industriels	**1 834**	1 832	1 764	1 706	1 667
Nombre d'abonnés – usage général	**23 103**	22 985	22 948	23 019	22 720
Nombre d'abonnés – éclairage public	**2 116**	2 573	2 538	2 601	2 699
Abonnés directs	**303 413**	301 506	299 009	296 516	293 209
Abonnés indirects	**40 673**	40 589	40 541	40 606	41 166
Total des abonnés	**344 086**	342 095	339 550	337 122	334 375
Nombre d'employés permanents	**2 463**	2 450	2 485	2 463	2 470
Nombre d'employés temporaires	**69**	55	40	100	233
Nombre d'employés – N.B. Coal Limited	**103**	103	101	144	145

Résumé de l'état des résultats

(en millions de dollars)	*1998/99*	*1997/98*	*1996/97*	*1995/96*	*1994/95*
Produits à l'intérieur de la province	**872**	869	825	801	751
Produits à l'extérieur de la province	**304**	244	182	187	164
Divers	**28**	27	30	30	27
Total des combustibles et des achats d'électricité	**374**	404	332	357	237
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	**277**	258	262	270	268
Programmes de retraite anticipée	**—**	—	4	11	3
Amortissement et déclassement	**189**	177	184	143	163
Frais de financement	**346**	344	342	300	333
Bénéfice avant virement des réserves et radiation (perte)	**18**	(43)	(87)	(63)	(62)
Stabilisation des ventes à l'exportation	**—**	—	—	—	5
Normalisation de la production	**—**	—	33	49	83
Transfert du compte des canaux de combustible	**9**	22	35	22	—
Bénéfice avant radiation (perte)	**27**	(21)	(19)	8	26
Radiation d'une charge	**450**	—	—	—	—
Bénéfice net (perte)	**(423)**	(21)	(19)	8	26
Ratio de la couverture de l'intérêt[1]	**1,09 x[2]**	,93 x	,94 x	1,03 x	1,08 x

[1] *Couverture de l'intérêt = (bénéfice net + frais d'intérêt - bénéfice provenant du fonds d'amortissement et d'autres placements)/frais d'intérêt - bénéfices provenant du fonds d'amortissement et d'autres placements)*

[2] *Avant radiation de charge reportée*

Données tirées du bilan

Au 31 mars

(en millions de dollars)	*1998/99*	*1997/98*	*1996/97*	*1995/96*	*1994/95*
Actif					
Bien-fonds, installations et équipement	**3 130**	3 252	3 818	3 926	3 899
Actif à long terme	**56**	74	57	110	126
Actif à court terme	**275**	270	284	354	399
Charges reportées	**205**	601	134	137	180
Actif total	**3 666**	4 197	4 293	4 527	4 604
Passif					
Dette à long terme	**2 945**	3 075	3 170	3 283	3 319
Passif courant	**501**	483	450	494	491
Passif reporté	**218**	214	226	284	336
Capitaux propres	**2**	425	447	466	458
Total du passif et des capitaux propres	**3 666**	4 197	4 293	4 527	4 604
Ratio d'endettement[3]	**87 %**	89 %	89 %	89 %	89 %

[3] *Ratio d'endettement = (dette/dette + capitaux propres, où la dette=dette à long terme + dette à court terme + gestion du combustible irradié et déclassement de la tranche + enlèvement des canaux de combustible - espèces et investissements à court terme - investissements dans un fonds d'amortissement)*

Données financières

(en millions de dollars)	*1998/99*	*1997/98*	*1996/97*	*1995/96*	*1994/95*
Frais de financement					
Frais d'intérêts	**335**	338	350	366	361
Produit tiré des fonds d'amortissement et d'autres placements	**(35)**	(31)	(41)	(43)	(40)
Frais de garantie du gouvernement provincial	**21**	22	22	22	21
Amortissement de l'escompte et des frais liés aux débentures	**4**	4	4	5	4
Amortissement du change non matérialisé	**22**	12	10	12	17
Intérêts capitalisés	**(1)**	(1)	(3)	(62)	(30)
Charges reportées – Mise en service de la centrale	**—**	—	—	—	—
Frais de financement nets	**346**	344	342	300	333
Autres données					
Augmentation tarifaire	**2,9 %**[1]	2,9 %[2]	2,9 %[3]	2,0 %[4]	2,8 %[5]
IPC (Nouveau-Brunswick)	**0,6 %**	1,8 %	1,5 %	1,5 %	0,6 %
Augmentation du PIB (Nouveau-Brunswick)	**2,3 %**	2,0 %	1,5 %	2,5 %	1,7 %
Frais d'investissement nets *(en millions)*	**65**	59	69	164	160
Modification de la dette totale *(en millions)* (nette des fonds d'amortissement, des espèces et des investissements)[6]	**(123)**	(44)	(53)	30	57
Répartition en pourcentage de la dette à long terme :					
Dollars canadiens	**70 %**	71 %	70 %	70 %	68 %
Dollars américains	**30 %**	29 %	30 %	30 %	32 %
Moyenne pondérée des taux d'intérêt	**9,1 %**	9,1 %	9,1 %	9,1 %	9,2 %

[1] *en vigueur le 1er octobre 1998*
[2] *en vigueur le 1er octobre 1997*
[3] *en vigueur le 1er octobre 1996*
[4] *en vigueur le 1er décembre 1995*
[5] *en vigueur le 1er octobre 1994*
[6] *Dette nette = dette à long terme + dette à court terme – espèces et investissements à court terme – investissements dans un fonds d'amortissement*

Survol

Conformément aux changements survenus dans le secteur de l'énergie en Amérique du Nord et à la nécessité de garantir une gestion efficace de la Société, la régie de l'entreprise s'adapte continuellement. La province du Nouveau-Brunswick a intimé à Énergie NB d'adopter un modèle de gestion calqué sur celui de l'entreprise privée. En tenant compte des intérêts véritables de la province, le conseil d'administration s'assure de la pertinence des stratégies adoptées et de l'optimisation du rendement, créant de la sorte de la valeur à long terme pour le propriétaire et les abonnés.

La *Loi sur l'énergie électrique* régit le conseil d'administration. Selon cette dernière, Énergie NB doit « assurer la fourniture continue de l'énergie suffisante pour répondre aux besoins de la province, en permettre le développement futur et promouvoir l'économie et l'efficacité de la génération, de la distribution, de la fourniture, de la vente et de l'utilisation de l'énergie ».

Actuellement, la province du Nouveau-Brunswick – à la fois propriétaire d'Énergie NB et organisme de réglementation du marché énergétique provincial – révise la politique de déréglementation de l'électricité. Ainsi, elle déterminera subséquemment s'il y a lieu de modifier la politique énergétique provinciale et, par ricochet, la *Loi sur l'énergie électrique*. Une commission d'enquête relevant de l'Assemblée législative – partie intégrante de cette révision – a mené une consultation publique sur la question de la déréglementation.

Conseil d'administration

Le conseil d'administration se compose du président de la Société et de dix administrateurs nommés par le lieutenant-gouverneur en conseil. L'un de ces derniers occupe la fonction de président du conseil. Ses membres, des chefs d'entreprises et des chefs communautaires qui représentent une gamme d'intérêts, ont reçu le mandat de diriger les affaires de la Société en tenant compte de bonnes pratiques commerciales.

Au cours de l'exercice, deux nouveaux membres ont siégé au conseil : MM. Bernard Cyr et Richard Tingley, dirigeants d'entreprises privées, respectivement de Moncton et de Fredericton.

À la lumière d'un système de régie de plus en plus efficace et continuellement amélioré, le comité des ressources humaines revoit actuellement le rôle du conseil. Cette révision comprend, entre autres points, l'examen de la présente politique de régie, de manière à harmoniser les pratiques avec celles dont fait état le *Toronto Stock Exchange Report on Guidelines of Improved Corporate Governance in Canada*, et qui pourraient servir de modèle à toute société de la Couronne.

Le conseil s'est réuni à treize reprises en 1998-1999 et a consacré des réunions aux questions ayant trait à la planification d'entreprise; aux finances; aux objectifs de rendement; à la gestion des risques (liés à l'environnement, à la santé et à la sécurité) et au rendement de la haute direction. Il a particulièrement prêté attention à la planification stratégique de la déréglementation, au partenariat avec d'autres services publics pour tirer profit du gaz naturel et au Programme de préparation au passage à l'an 2000. Les responsabilités distinctes dévolues aux comités de l'environnement, des ressources humaines et de vérification concourent toutes à faciliter le travail global du conseil. Tout au long de l'exercice, ces comités se réunissent régulièrement, avant les réunions générales du conseil d'administration.

Comités du conseil

Le comité de vérification revoit l'information financière, les systèmes de contrôle interne et les processus de vérification. Il est composé de : MM. Lino J. Celeste (président); Max Lewis; Gary Long et Bernard Cyr.

Le comité de l'environnement révise la politique environnementale et les programmes de protection. Il est constitué de : Mme Brenda Pirie-Seheult (présidente); MM. Jim Purcell; Gary Long et Richard Tingley.

Le comité des ressources humaines supervise les études de stratégies en ressources humaines et suit de près les problèmes de gouvernement. Ses membres sont : MM. Jim Purcell (président); Max Lewis; Lino J. Celeste et Alvin Brun.

Conseil d'administration

Max Lewis - *président du conseil*

En 1996, après vingt-six ans dans la fonction publique provinciale, M. Lewis a pris sa retraite. Il a été titulaire des postes de chef de la direction de la Société des alcools du Nouveau-Brunswick; de sous-ministre de l'Approvisionnement et des Services et de sous-ministre des Finances.

Gary Long - *vice-président du conseil*

M. Long, professeur d'administration à l'Université de Moncton (au Centre universitaire Saint-Louis-Maillet), a agi à titre de président de l'Association of University Professors of New Brunswick et de l'Association canadienne des professeures et professeurs d'université.

James F. Hankinson - *président et chef de la direction*

Depuis 1996, M. Hankinson occupe la fonction de président et chef de la direction d'Énergie NB. Il siège aussi au conseil d'administration de plusieurs sociétés, entre autres, CAE Inc. et Jannock Limited. De plus, jusqu'en 1995, il a été président et chef de l'exploitation du Canadien Pacifique Ltée.

Brenda Pirie-Seheult

Mme Pirie-Seheult, vice-présidente des sociétés F. W. Pirie Company Ltd., Pirie Potato Company Ltd. et Victoria Transport Ltd., à Grand-Sault, a aussi occupé le poste de directrice à l'Association forestière canadienne.

Lino J. Celeste

M. Celeste, président et chef de la direction retraité de NBTel, remplit présentement la fonction de président des conseils d'administration de Bruncor Inc. et de l'aéroport de Saint John.

Alvin Brun

M. Brun, ancien président et chef de la direction d'Enviro Industries, agit maintenant comme mandataire de Kanalflakt, fabricant international de systèmes de ventilation. Il a aussi siégé à la table ronde du Premier ministre sur l'environnement et l'économie.

J.W. (Jim) Purcell

M. Purcell, ancien vice-président-directeur de Ganong Brothers Ltd., a été membre du conseil d'administration de l'Association des manufacturiers canadiens et président de l'Association des manufacturiers canadiens (section du Nouveau-Brunswick).

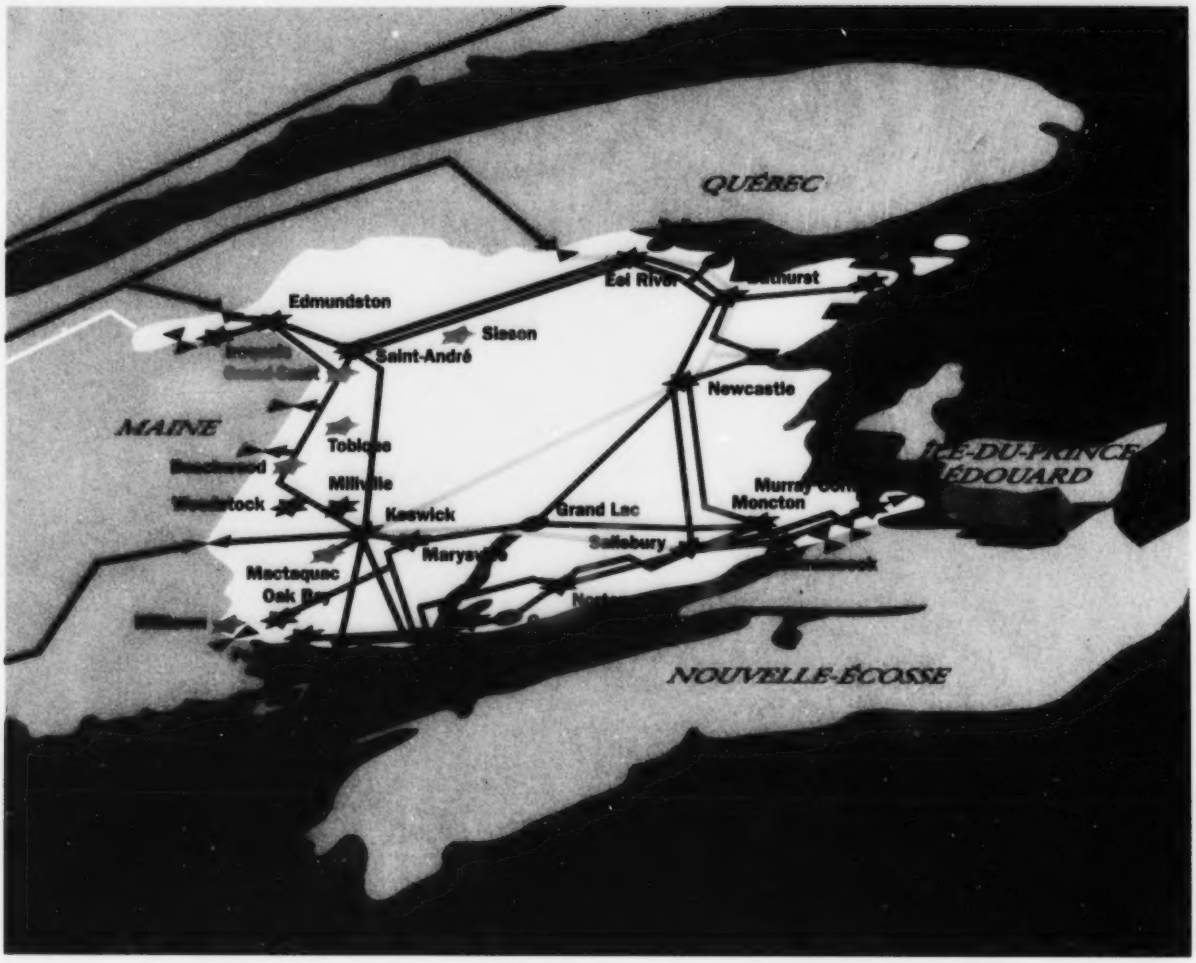
Richard Tingley

M. Tingley, ancien propriétaire et dirigeant de Tingley's Save-Easy à Fredericton, œuvre dans le commerce privé. Il a aussi occupé la fonction de président du conseil d'administration de l'Université du Nouveau-Brunswick et est à présent membre de la Commission de l'enseignement supérieur des provinces Maritimes.

Bernard Cyr

M. Cyr, propriétaire de Cyr Holdings (qui exploite Château Moncton, Dooly's Group et Pizza Delight), travaille aussi dans le développement de biens à usage commercial. Il a été président du YMCA de Moncton et siège à la Commission de développement du Canada atlantique, pour le compte de la Banque Nationale.

Carte du réseau



Données sur les centrales
Capacité de production nette

Hydro-électricité		**Thermiques**	
Milltown	4 MW	Grand Lac	57 MW
Tobique	20 MW	Courtenay Bay	253 MW
Sisson	9 MW	Dalhousie	300 MW
Grand-Sault	66 MW	Coleson Cove	1 006 MW
Beechwood	113 MW	Belledune	458 MW
Mactaquac	672 MW	**Total**	2 074 MW
Total	884 MW		
		Turbines à combustion	
Nucléaire		Grand Manan	28 MW
Point Lepreau	635 MW	Millbank	398 MW
		Ste-Rose	100 MW
		Total	526 MW
Capacité de production totale			4 119 MW

Légende

- Centrale hydraulique
- Centrale nucléaire
- Centrale thermique
- Turbine à combustion
- Poste
- Interconnexion
- Lignes à 345 kV
- Lignes à 230 kV
- Lignes à 138 kV